

Санкт-Петербургский государственный университет

Полищук Александр Александрович

**Выпускная квалификационная работа**

**Анализ геологического строения и повышение эффективности разработки  
Сотчемьюского нефтяного месторождения**

Основная образовательная программа бакалавриата

«Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:

доц., Лушпеев Владимир Александрович

Санкт-Петербург

2019

## **Аннотация.**

Выпускная квалификационная работа на тему: анализ геологического строения и повышение эффективности разработки Сотчемьюского нефтяного месторождения.

В работе затрагиваются и анализируются основные проблемы при разработке, геологическое строение, лабораторные исследования коллекторских свойств керна Сотчемьюского нефтяного месторождения, на основании чего выбирается наиболее применимый метод увеличения нефтеотдачи.

Таким образом, были выбраны потокоотклоняющие технологии, которые позволят решить основную проблему на месторождении, связанную с зонами макротрещиноватости.

Работа содержит 44 страницы, 21 рисунок. Для написания было использовано 18 источников. flow deviation technology

Введение.

1. Общие сведения о месторождении.
  - 1.1. Географическая и административная характеристика.
  - 1.2. Природно-климатические условия района.
  - 1.3. Хозяйственное использование территории.
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.
  - 2.1. Геологическое строение месторождения.
  - 2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика.
    - 2.2.1. Ордовикская система.
    - 2.2.2. Силурийская система.
    - 2.2.3. Девонская система.
    - 2.2.4. Каменноугольная система.
    - 2.2.5. Пермская система.
    - 2.2.6. Триасовая система.
    - 2.2.7. Юрская система.
    - 2.2.8. Четвертичная система.
  - 2.3. Нефтеносность.
3. Состояние разработки.
4. Практическая часть.
  - 4.1. Лабораторные исследования.
    - 4.1.1. Работа на Поромере
    - 4.1.2. Работа на Дарсиметре.
  - 4.2. Методы интенсификации добычи и увеличение КИН.
    - 4.2.1. Тепловые методы.
    - 4.2.2. Тепловые методы.
    - 4.2.3. Химические методы.
    - 4.2.4. Гидродинамические методы.
    - 4.2.5. Методы увеличения дебита скважин.
  - 4.3. Рекомендованный метод воздействия на пласт.

Заключение.

Список использованной литературы.

Список приложений.

## **Введение.**

Настоящая работа посвящена рассмотрению Сотчемьюйского нефтяного месторождения. Будет проведен анализ геологического строения, изучение основных проблем при разработке месторождения, также будут приведены полученные данные исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов керна в лаборатории ресурсного центра СПбГУ. Далее будут рассмотрены применимые для Сотчемьюйского месторождения методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и выбраны наиболее подходящие.

Актуальность темы исследований определяется тем, что эпоха легкоизвлекаемой нефти заканчивается, а доля трудноизвлекаемых запасов на балансе РФ постоянно растет, и уже превышает половину при обводненности 80% [6]. При этом следует отметить негативную динамику КИН, который в целом по России составляет, по различным оценкам, от 34% до 40%. В Энергетической стратегии России на период до 2030 года отмечается, что нерациональное недропользование, в частности низкий уровень КИН, относится к числу основных проблем развития нефтяного комплекса страны. Среди важнейших задач, которые необходимо решить для достижения стратегических целей, в документе указывается совершенствование технологий добычи нефти, включая внедрение современных методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти. Стоит отметить определенную взаимосвязь изменения КИН и динамики доли трудноизвлекаемых запасов: совершенствование технологий добычи не обеспечивало необходимого роста эффективности извлечения трудноизвлекаемой нефти. Данный показатель играет значительную роль при оценке запасов сырья: увеличение КИН лишь на 1% при разработке крупных месторождений равноценно открытию новых залежей нескольких средних по запасам месторождений.

Таким образом, на территории России остается значительное количество действующих месторождений, запасы которых постепенно истощаются, но при этом сохраняется потенциал, который можно раскрыть путем применения самых современных методов повышения нефтеотдачи.

Цель работы – дать определенные рекомендации по повышению нефтеотдачи, обоснованные геологическим строением, текущем состоянием разработки и данными лабораторных исследований керна.

## 1. Общие сведения о месторождении.

Сотчемьюское нефтяное месторождение находится на территории Печерского района республики Коми в 115 км северо-восточнее административного центра, города Печора. Месторождение открыто в 1990 году, а введено в разработку в 1991 году. Основной объект разработки это Ф0D3zd2, добыча ведется на режиме истощения.

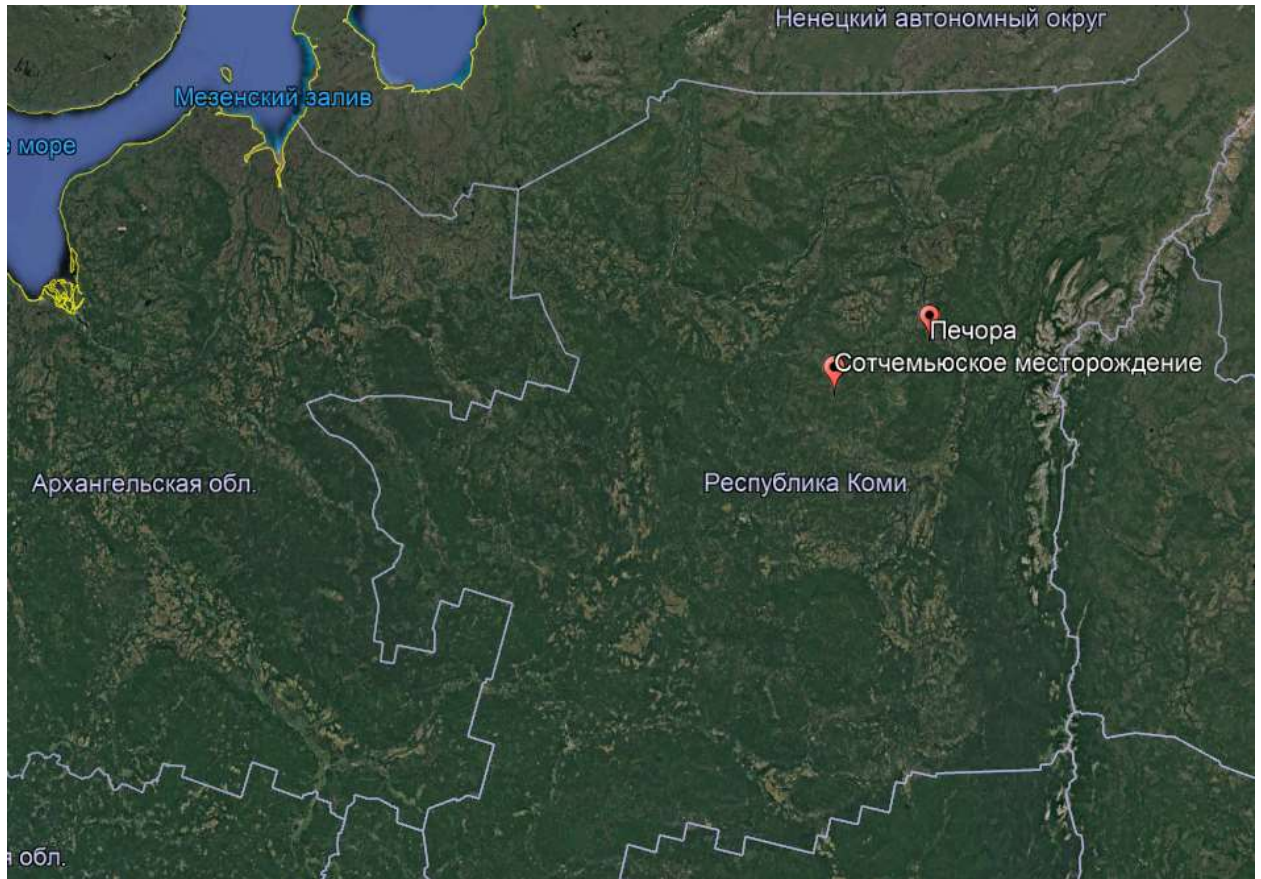


Рис.1. Расположение Сотчемьюского месторождения

### 1.1. Географическая и административная характеристика.

В административном отношении Сотчемьюское нефтяное месторождение находится на территории Печерского района Республики Коми. Ближайшие населенные пункты — Зеленоборск, Рыбница, Талый — находятся на расстоянии 5-10 км от месторождения. Сотчемьюское нефтяное месторождение расположено в регионе с хорошо развитой инфраструктурой: в 4-5 км к юго-востоку от месторождения проходит железная дорога с направлением Москва-Воркута, а также магистральный нефтепровод Уса — Ухта — Ярославль. В районе месторождения эксплуатируется автодорога с твердым покрытием, связывающая п.п. Ираель, Каджером с райцентром г.Печора, развита сеть автозимников. В г.Печора базируется крупный речной порт. По территории месторождения проходит нефтепровод до нефтеперекачивающей станции в п.Зеленоборск.





## 1.2. Природно-климатические условия района.

Климат района определяется его континентальным положением и условиями северной широты и характеризуется длительными умеренно суровыми зимами и прохладным летом с незначительным числом жарких дней, коротким безморозным периодом. Среднегодовая температура воздуха отрицательная – минус 2,70С. Средняя температура самого холодного месяца (января) минус 19,50С, а самого жаркого (июля) плюс 16,00С. Абсолютный минимум температуры – минус 550С, абсолютный максимум – плюс 350С. Продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже 00С в среднем 215 суток.

Среднегодовое количество выпадающих в данном районе осадков составляет 556 мм. При этом за холодный период года (с ноября по март) выпадет в среднем 183 мм, а теплый период года (за апрель-октябрь) 373 мм. Испарение во все месяцы меньше выпадающих осадков, и относительная влажность держится на высоком уровне, изменяясь от 52 до 66%.

Снежный покров появляется в начале октября, устойчивый снежный покров образуется в конце октября, сход снега происходит в конце мая – начале июня. Число дней со снежным покровом составляет порядка 205 дней. Толщина снежного покрова составляет около 75-80 см.

Направление ветра имеет четко выраженный годовой ход. Зимой преобладают юго-восточные и южные ветры. Летом основное направление ветров – с севера, северо-запада, с арктического побережья. Для зимнего периода характерны частые метели.

В соответствии с морфоструктурным районированием территория приурочена к Печорской низменности, и представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками от 110 до 210 м. Примерно треть территории лежит достаточно низко и обладает плохим водоотводом, что превратило эти территории в трясину и болото.

Гидрография рассматриваемой территории относится к бассейну Баренцева моря и принадлежат водосбору р. Печора. Речная сеть района работ развита слабо и состоит из двух безымянных ручьев, один из которых впадает в ручей Безымянка (левый приток р. Рыбница), другой – в р. Сотчемью. Речки Сотчемью и Рыбница формируют сеть притоков Печоры 1-2 порядков – р. Кожва и р. Чикшина. Питание ручьев смешанное с преобладанием снегового. Данные водотоки относятся к категории малых рек и являются притоками 4-6 порядков р. Печора.

Заозеренность территории также низкая. Озерная сеть представлена единичными озерами малой площади, встречающимися среди болотных массивов.

Описываемый регион обладает значительными запасами пресных подземных вод, пригодных для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения на территории Республики Коми разведано 60 месторождений пресных подземных вод, эксплуатационные запасы по которым прошли государственную экспертизу.

Для водоснабжения промышленных объектов Сотчемьюского месторождения возможно использование подземных вод верхне-среднеюрского водоносного комплекса, залегающего в интервале 60-260 м. Литологически комплекс представлен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Вышезалегающие отложения четвертичного возраста представлены суглинками, супесями с прослоями тонкозернистого песка. При поисково-разведочных работах использовались воды верхней части комплекса в интервале 60-130 м. Водоносные пласты представлены мелкозернистыми слабоцементированными песчаниками мощностью 15-30 м. Статический уровень достигается на глубине 8-10 м. Дебиты при компрессировании от 60 до 200 м3/сут. Воды гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией до 1 г/л.

Площадь расположена в северной окраине тайги – обширного пояса лесов, покрывающих большую часть севера России. Основными лесообразующими породами являются сосна и ель. При этом в древостое велико участие мелколиственных пород (в

основном береза). Среди темнохвойных лесов преобладают смешанные елово-березовые лишайниково-моховые леса.

Животный мир сохраняет видовое разнообразие, сложившееся к началу освоения региона. Группу охотничье-промысловых животных, представляющих хозяйственный интерес, образуют медведь, лось, лисица, заяц-беляк, куница, белка. Среди охотничье-промысловых видов птиц по изучаемой территории встречаются рябчик, глухарь, тетерев и т.д.

### **1.3. Хозяйственное использование территорий.**

В целом территорию можно охарактеризовать как достаточно освоенную в хозяйственном отношении, что обусловлено близостью территории к зонам нефтегазопромыслов и к основному транспортному коридору, включающему железнодорожную магистраль, нефте- и газопроводы, и пересекающему регион с юго-запада на северо-восток (Ухта-Печора-Инга-Воркута).

Ведущими отраслями промышленности являются лесозаготовка, деревообработка и добыча углеводородного сырья.

Помимо запасов стволовой древесины, прирост которой достигает 0,7-2,0 м<sup>3</sup>/год, наибольшую хозяйственную ценность представляют лекарственные растения и ягодники. Урожайность ягодников может достигать до 10 ц/га в год. Существенным ресурсом лесов являются грибы, дающие урожаи в 5-10 ц/га в год.

Места постоянного проживания населения на территории месторождения отсутствуют.

Изученность территории в районе лицензионного участка, в плане выявления сырья для производства строительных материалов, неравномерна. Собственно, в контуре Сотчемьюского лицензионного участка и в радиусе до 30 км за его пределами, поисково-разведочные работы на местные строительные материалы не проводились. Разведанные месторождения сырья, пригодные для производства строительных материалов, отсутствуют. Тем не менее, на территории прилегающей к лицензионному участку строительные материалы имеют широкое распространение, запасы их очень велики и практически могут удовлетворить потребности не только обустройства нефтяных месторождений, но и любые потребности промышленности и строительных предприятий. В основном выявленные месторождения сосредоточены вокруг крупных населенных пунктов (Кожва, Изъяю, Израель и др.), по долинам рек (Печора и ее притоки), а также в притрассовой полосе железной дороги.

Наряду с уже выявленными месторождениями территория обладает значительными прогнозными ресурсами песчано-гравийных смесей (ПГС), строительных песков, обнаруженных в долинах уже упомянутых рек, а также на водоразделах вокруг Сотчемьюского лицензионного участка.



## **2. Геолого-физическая характеристика месторождения.**

Первые геологические исследования Ижма-Печорской синеклизы были выполнены в начале 30-х годов XX века. Это были, в основном, речные маршрутные исследования и геолого-съёмочные работы, позволившие получить общие сведения о геологическом строении территории.

Геофизические исследования, включающие магнитометрическую и вариометрическую съёмки, рекогносцировочные гравиметрические работы, электроразведочные и сейсмические исследования МОВ начались в сороковых годах. Региональными и поисковыми сейсморазведочными работами МОВ, проводимыми на исследуемой площади с 1956 года, по отложениям силура-перми были выявлены Чикшинская, Ронаельская, Лузская, Талыйюская, Восточно-Сотчемьюская структуры.

Буровые работы в пределах рассматриваемого района начаты с шестидесятых годов. На Сотчемьюской структуре в период с 1966 по 1969 гг. проводилось структурно-поисковое бурение. Структурно-поисковая скв. 250 при забое 2044,7 м вскрыла верхнефранские рифогенные образования, но из-за катастрофического поглощения была ликвидирована без опробования. В 1967-1969 гг. вкрест простирания структуры был пробурен профиль поисковых скв. 1-3, вскрывших на забое нижнесилурийские отложения. Верхнедевонские отложения в скв. 2 и 3 из-за отсутствия продуктивных объектов не опробованы, и скважины ликвидированы по I категории. В скв. 1 при опробовании в открытом стволе нижнефранских отложений (инт. 2228,0 -2235,0 м) получен незначительный приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут по подъёму уровня, и она как малodeбитная также ликвидирована по I категории.

В связи с отсутствием промышленных притоков нефти структура была выведена из глубокого бурения как бесперспективная. Дальнейшие поисковые сейсморазведочные работы МОГТ, целенаправленно проводимые в центральной части Ижма-Печорской синеклизы с 1984 г. сейсмопартиями 10286, 10288 и 10388 Ухтинской сейсморазведочной экспедиции ПГО «Печорагеофизика», позволили изучить строение осадочного чехла от ордовикских до верхнепермских отложений, протрассировать зоны развития верхнефранских барьерных рифов, подготовить к бурению значительное количество структур, в пределах которых впоследствии были открыты месторождения УВ.

По результатам работ с/п 10284 Сотчемьюская структура в 1988 г. вновь была передана в глубокое бурение. В этом же году в присводовой части северного локального купола пробурена поисковая скв. 24, в которой при испытании в эксплуатационной колонне карбонатного пласта Ф0D3zd в инт. 1808 -1819 м получен фонтанный приток нефти дебитом 154,4 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 7 мм. Таким образом, скв. 24 явилась первооткрывательницей Сотчемьюского нефтяного месторождения (1990 г.). Пробуренные в это же время скв. 65 и 25 также оказались продуктивными в отложениях пласта Ф0D3zd. При опробовании пласта Ф2D3el в скв. 24, 25 притоков не получено, в скважине 65 получен приток газированной пластовой воды.

### **2.1. Геологическое строение месторождения.**

В строении изучаемой территории, расположенной в южной части Ижма-Печорской впадины, по данным сейсморазведки и данным ГИС, четко выделяются два структурно-тектонических комплекса: фундамент и фанерозойский осадочный чехол.

Фундамент Тимано-Печорской плиты сложен кембрийскими, вендскими позднепротерозойскими осадочно-метаморфическими породами с эффузивными и интрузивными образованиями. Структуры фундамента, в основном, сформированы в байкальский (кадомский) этап складчатости. Степень дислокаций очень высокая.

В соответствии со схемой тектонического районирования Тимано-Печорской провинции Сотчемьюское месторождение нефти приурочено к одноименной структуре, расположенной в центральной части Лемъюской ступени, выделенной в составе Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы (рис.3).

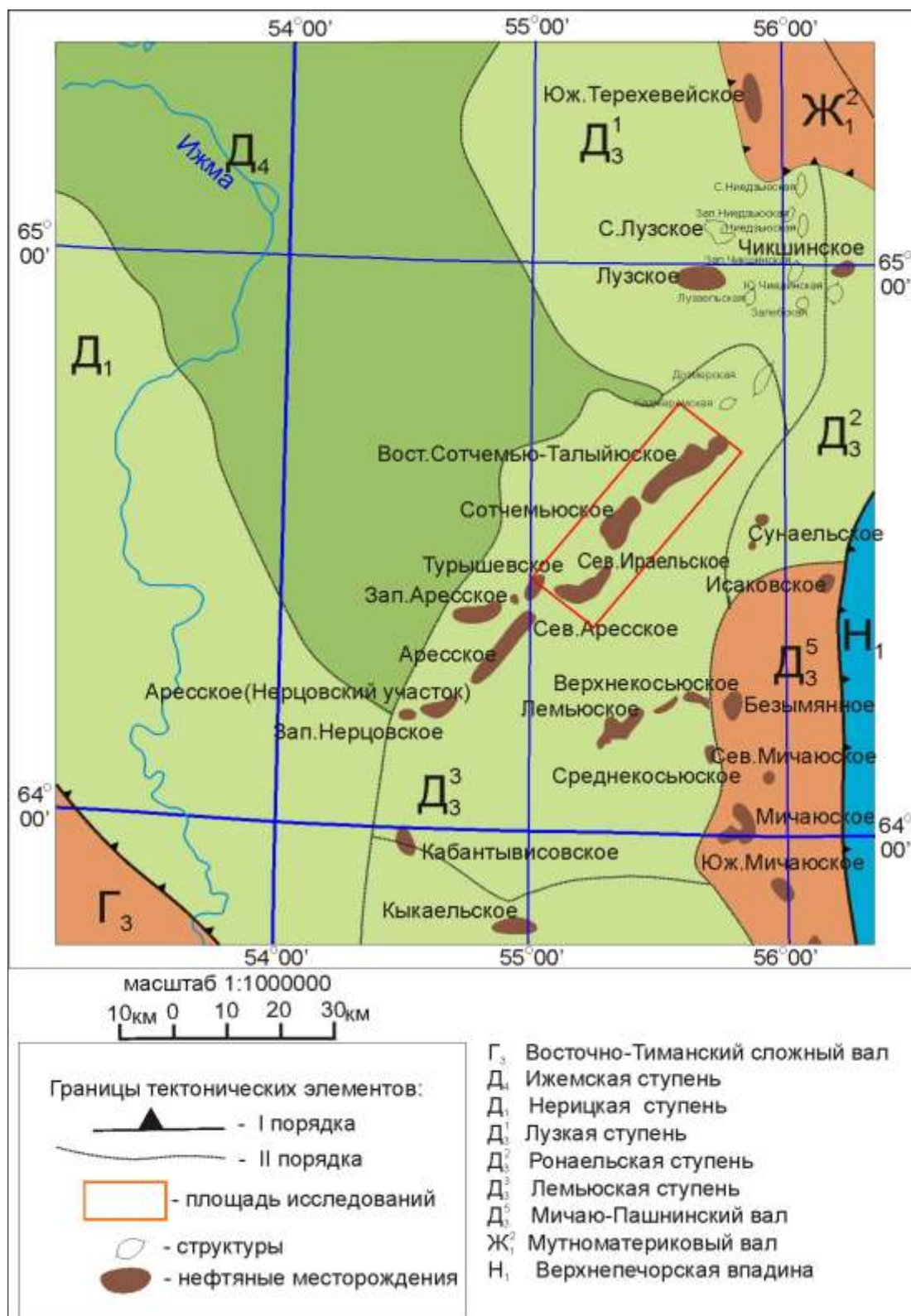


Рис.3. Схема тектонического районирования (по данным ТП НИЦ).

Ижма-Печорская синеклиза – надпорядковая отрицательная структура северо-западного простирания, размерами порядка 800х200 км, включает тектонические элементы первого порядка: Нерицкую ступень, Ерсинскую депрессию, Омра-Лыжскую седловину, Ижемскую ступень, осложненные структурами второго порядка. Современная граница

Ижма-Печорской синеклизы на западе и юго-западе проходит по Тиманскому кряжу. С северо-востока она ограничена системой разломов и дислокаций Печоро-Кожвинского мегавала, с севера – Малоземельско-Колгуевской моноклиной. Юго-восточная граница проводится вдоль Илыч-Чикшинской зоны разломов фундамента, выделяемых по наличию крупных положительных аномалий гравитационного и магнитного полей, имеющих полосовой характер и ориентированных в субмеридиональном направлении.

Омра-Лыжская седловина, расположенная в южной части Ижма-Печорской синеклизы, представляет собой крупную (500x70 км) субмеридионально вытянутую положительную структуру I порядка. В ее пределах выделяются структурные элементы II порядка: Лузская, Ронаельская, Лемьюская, Тэбукская, Омра-Сойвинская ступени, Джебольская моноклиналь и Мичаю-Пашнинский вал. По отложениям платформенного чехла структуры выражены нечетко и характеризуются пологим залеганием осадочной толщи при общем незначительном погружении на север. Ступени осложнены малоамплитудными локальными структурами небольших размеров, с пологими углами падения крыльев, субмеридионального и субширотного простирания. Значительная часть структур сформирована за счет облекания одиночных и барьерных верхнефранских рифовых массивов и, в основном, наиболее выражены по сейсмическим отражающим горизонтам в верхнедевонских отложениях. Для западных и центральных районов седловины характерно, в основном, совпадение структурных планов. В восточных районах наблюдается смещение структурных планов с глубиной, обусловленное изменением толщин отдельных стратиграфических комплексов.

Лемьюская ступень представляет собой обширную (110x55 км) пологую положительную структуру, слабо наклоненную на север и восток, осложненную большим количеством малоамплитудных локальных структур преимущественно северо-восточного простирания, часть которых имеет унаследованный характер развития. На севере она граничит с Лузской ступенью, на северо-востоке и востоке – с Ронаельской и северной частью Мичаю-Пашнинского вала, на юге – с Тэбукской, на западе – с Ижемской и Нерицкой ступенями. По гипсометрическому положению Лемьюская ступень залегает выше Ижемской, Лузской и Ронаельской и ниже Тэбукской. Входящие в ее состав структурные террасы постепенно выполаживаются вверх по разрезу, а амплитуда локальных поднятий увеличивается. Характерно значительное количество разнонаправленных сбросовых нарушений, осложняющих верхнепермский интервал разреза.

В западной части Лемьюской ступени выделяется Талыйю-Аресская зона локальных поднятий северо-восточного простирания, включающая Нерцовскую, Аресскую, Северо-Аресскую, Турышевскую, Северо-Ираельскую, Сотчемьюскую, Восточно-Сотчемьюскую, Талыйюскую, Северо-Талыйюскую структуры. Цепочка этих структур расположена в зоне развития верхнефранских барьерных рифов, обусловивших наибольшую контрастность локальных структур по кровле верхнефранских отложений.

Центральное и южное положение занимают Западно-Ираельская, Западно-Малоперская, Ираельская, Восточно-Ираельская, Зеленоборская, Глушская и др. структуры. В восточной и северо-восточной части ступени располагаются Безымянная, Северо-Безымянная, Верхнекоосьюская, Южно-Рыбницкая, Рыбницкая структуры. Восточным ограничением Лемьюской ступени является тектоническое нарушение сбросового типа, отделяющее ступень от Мичаю-Пашнинского вала и уходящее корнями в фундамент.

Структуры Талыйю-Аресской группы, к которым приурочены месторождения нефти, являются брахиантиклинальными складками облекания ухтинского и сирачойского барьерных рифов, цепочка которых субпараллельно прослеживается вплоть до Северо-Талыйюской структуры, далее они продолжают уже в пределах Лузской ступени, разворачиваясь в северном направлении, и трассируются вплоть до Южно-Терехевейской структуры. Амплитуда их обычно не превышает 15-40 м.

В пределах Сотчемьюского лицензионного участка в зоне распространения сирачойского и ухтинского барьерных рифов выделяется Сотчемьюская структурная зона, объединяющая серию небольших куполообразных структур облекания в задонских отложениях, разделенных малоамплитудными прогибами.

## **2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика.**

Глубоким бурением разрез изучен от четвертичных до верхнепротерозойских отложений, слагающих байкальский складчатый фундамент. В скв. №13-Сотчемью, находящейся за пределами Сотчемьюского лицензионного участка и вскрывшей поверхность фундамента на глубине 3040 м, в керне подняты сланцы серые до темно-серых, серицит-хлорит-кварцевые, возраст которых датирован как венд-кембрий. Вскрытая толщина сланцев 266 м.

Осадочный чехол представлен палеозойскими и мезозойскими образованиями. В составе палеозойской группы выделены ордовикская, силурийская, девонская, каменноугольная и пермская системы.

### **2.2.1. Ордовикская система.**

Отложения ордовикской системы (*O*), вскрытые скв. №13-Сотчемью, трансгрессивно и с угловым несогласием залегают на сланцах фундамента. Они представлены тремя отделами.

Нижний отдел (*O*<sub>1</sub>) выделен в объеме седьельской и нибельской свит. Седьельская свита включает две пачки песчаников: красноцветных полимиктовых и белых кварцевых. Нибельская свита состоит из четырех пачек: розовых песчаников, аргиллитов, песчаников в переслаивании с аргиллитами и песчаников в переслаивании с алевролитами. В скв. №13-Сотчемью вскрыты только отложения нибельской свиты, толщина которой составляет 442 м.

Отложения среднего отдела (*O*<sub>2</sub>) сложены седиментационными и вторичными доломитами, содержащими примесь песчаного и глинистого материала. Толщина данных отложений в скв. №13-Сотчемью составляет 43 метра.

Отложения верхнего отдела (*O*<sub>3</sub>) согласно залегают на среднеордовикских, сложены доломитами, в различной степени глинистыми, содержащими прослойки сульфатов, аргиллитов, реже известняков. Толщина верхнеордовикских отложений в скв. №13-Сотчемью составляет 142 м.

### **2.2.2. Силурийская система.**

Силурийские отложения (*S*) в объеме джагалского горизонта нижнего отдела вскрыты на различную глубину скв. № 1, 2, 25-Сотчемью, полностью пройдены скв. № 13. Литологически разрез сложен седиментационными и вторичными доломитами, неравномерно обогащенными глинисто-алевритовым материалом, доля которого последовательно увеличивается снизу-вверх по разрезу нижнего силура. Толщина силурийских отложений в скв. № 13 составляет 126 м, в скв. № 1, 2, 25 вскрытая толщина составляет 22, 39 и 94 м соответственно.

### **2.2.3 Девонская система.**

Девонская система (*D*) в пределах Сотчемьюского лицензионного участка представлена только верхним отделом. Отложения среднего девона, трансгрессивно перекрывающие нижнесилурийские карбонаты, имеют неповсеместное площадное

распространение. Отсутствие их установлено в скв. № 1, 2, 13, 25-Сотчемью, в скв. № 3 и 4-Сотчемью, находящимися за границами лицензионного участка, отложения среднего девона представлены в объеме эйфельского яруса, толщина его составляет 18-70 м.

Верхний отдел девона ( $D_3$ ) в объеме франского и фаменского ярусов вскрыт всеми глубокими скважинами.

Отложения франского яруса ( $D_{3f}$ ), со стратиграфическим перерывом залегающие на среднедевонских или силурийских осадках, подразделяются на нижний, средний и верхний подъярусы.

В составе нижнефранского подъяруса ( $D_{3f1}$ ) выделяются яранский, джьерский и тиманский горизонты.

Яранский горизонт ( $D_{3jr}$ ) представлен ритмичным переслаиванием кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов при преобладании песчаных пород. Толщина его составляет 13-66 м.

Джьерский горизонт ( $D_{3dzr}$ ) представлен более частым ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов при преобладании глинистых разностей. Песчаники характеризуются резкой невыдержанностью и мозаичным распространением по площади. Породы содержат примесь вулканогенного материала. Толщина горизонта составляет 22-64 м.

Тиманский горизонт ( $D_{3tm}$ ) является региональным флюидоупором для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса. Представлен преимущественно глинистыми осадками – серыми и зеленоватыми известковистыми аргиллитами и алевролитами, в верхней части встречаются прослои известняков. Толщина его составляет 20–27 м.

В составе среднефранского подъяруса ( $D_{3f2}$ ) выделяются саргаевский и доманиковый горизонты.

Саргаевский горизонт ( $D_{3sr}$ ) представлен тонким переслаиванием темно-серых, темно-коричневых аргиллитов, мергелей и глинистых известняков при преобладании последних в верхней части разреза. Толщина его составляет 7-12 м.

Доманиковый горизонт ( $D_{3dm}$ ), представленный на всей рассматриваемой площади депрессионными осадками, является надежным каротажным репером. Разрез сложен высокоомной толщей переслаивания темноцветных тонкослоистых битуминозных известняков и мергелей с прослоями силицитов, сформировавшихся в условиях некомпенсированной впадины. Толщина нерасчлененных доманикового и вышележащего ветласянского горизонтов в скв. № 1, 2, 25-Сотчемью составляет 16-38 м. В скв. № 13 толщина доманикового горизонта 47 м.

Отложения верхнефранского подъяруса ( $D_{3f3}$ ) в пределах рассматриваемой площади характеризуются значительной фациальной неоднородностью, наличием разновозрастных барьерных рифовых зон, замещающихся по латерали относительно глубоководными депрессионными доманикоидными осадками.

В составе подъяруса выделяются ветласянский, сирачийский и нерасчлененные евлановский+ливенский горизонты.

Отложения ветласянского горизонта ( $D_{3vtl}$ ) сформированы как толща заполнения вдоль доманикового барьерного рифа в предрифовой относительно глубоководной части палеобассейна. Литологически толща представлена темно-серыми и черными битуминозными аргиллитами и глинистыми сланцами. Ветласянский горизонт выделен по ГИС в разрезе скв. № 13-Сотчемью, где толщина его составляет 51 м. В скв. № 1, 2, 25-Сотчемью, как уже отмечалось, ветласянский горизонт ввиду неоднозначной характеристики по ГИС выделяется совместно с доманиковым горизонтом в составе единой высокоомной толщи.

Сирачийский горизонт ( $D_{3src}$ ) представлен разнофациальными типами осадков. В рифогенных фациях вскрыт в скв. № 13-Сотчемью, на склоне сирачийского рифа – в скв. №1-Сотчемью. Разрез сложен светлыми доломитизированными известняками и пористо-кавернозными доломитами с реликтово-органогенной текстурой. Толщина сирачийских

рифогенных построек по разрезам обеих скважин составляет 180 м. Депрессионный тип разреза сирачойского горизонта вскрыт в скв. № 2, 25-Сотчемью, где он выделен в объеме высокоомной карбонатной пачки, сложенной темноцветными битуминозными известняками, мергелями, толщиной около м. Граница между сирачойскими и доманиково-ветласянскими отложениями проходит внутри высокоомной доманикоидной толщи и является довольно условной.

Нерасчлененные евлановский+ливенский горизонты ( $D_{zev+lv}$ ), объединенные в ухтинскую свиту, как и сирачойские, представлены разнофациальными осадками – мелководно-шельфовыми, рифовыми, склоновыми, депрессионными, и фациями так называемых толщ заполнения, выделенных в усть-ухтинскую свиту. В зоне мелководного шельфа и над сирачойскими рифами евлановско-ливенские отложения залегают с размывом, в предрифовой впадине – согласно на подстилающих осадках. Мелководно-шельфовые отложения, развитые в зоне сирачойского барьерного рифа, сложены известняками, в различной степени доломитизированными, водорослевыми, светло-серыми с кремовым, зеленоватым, иногда вишнево-красным оттенками, тонкогоризонтально-слоистыми, скрытокристаллическими, перекристаллизованными, стилолитизированными, с прослоями мергелей и известковистых аргиллитов. Толщина мелководно-шельфовых отложений евлановско-ливенского возраста, вскрытых в скв. № 2 и 13-Сотчемью, составляет 65-72 м.

Рифогенный тип разреза евлановско-ливенского возраста вскрыт скв. № 1 и 25-Сотчемью. Рифовые постройки располагаются на склонах аккумулятивных террас, образованных усть-ухтинской толщей заполнения. Литологически разрез сложен светлыми пористо-кавернозными вторичными доломитами с реликтовой водорослевой текстурой и биогермными (водорослевыми) известняками. На склонах рифовых построек появляются обломочные и органогенно-обломочные породы. Толщина рифогенных построек евлановско-ливенского возраста достигает 116-177 м.

Толща заполнения усть-ухтинского возраста выделенная по ГИС в основании евлановского+ливенского горизонтов в скв. № 1, 2, 25-Сотчемью, сложена переслаиванием глинистых известняков, мергелей, аргиллитов. Толщина ее в перечисленных скважинах составляет 5-52 м.

Депрессионный тип разреза евлановского+ливенского горизонтов бурением на рассматриваемой площади не изучен. На соседних площадях представлен темноцветными битуминозными известняками и мергелями.

Фаменский ярус ( $D_{zfm}$ ), представленный в объеме нижнего и нижней части среднего подъярусов, несогласно перекрывает шельфовые и рифовые образования верхнефранского подъяруса.

Нижнефаменский подъярус ( $D_{zfm_l}$ ) выделен в объеме волгоградского, задонского и елецкого горизонтов.

Волгоградский горизонт ( $D_{zvlg}$ ) выделен в объеме савиноборской свиты (савиноборской толщи заполнения). Эти отложения компенсируют палеовпадину, примыкающую к ухтинскому барьерному рифу, согласно залегают на депрессионных осадках евлановско-ливенского возраста. Над ухтинскими рифами савиноборской толще заполнения соответствует стратиграфический перерыв. Литологически толща представлена переслаиванием зеленовато-серых и темно-серых мергелей и аргиллитов темно-серых со слабым зеленоватым оттенком, известковистых, слюдистых, алевролитистых. Встречаются прослои серых и темно-серых глинистых, неравномерно алевролитистых известняков. На месторождении волгоградский горизонт выделен по ГИС в скв. №2-Сотчемью, где толщина его составляет около 130 м.

Задонские отложения ( $D_{zzd}$ ) на рассматриваемом участке залегают с размывом на подстилающих (евлановско-ливенских) породах. Нижняя, наиболее проницаемая часть их, выделяется как пласт Ф0D3zd.

По данным промысловой геофизики, пласт Ф0D3zd характеризуется повышенными сопротивлениями, слабо дифференцированной кривой ПС, мало отличающимися от

номинального диаметром скважин, пониженными значениями естественной радиоактивности.

Пласт Ф0D3zd представлен в нижней части известняками серыми, коричневатосерыми скрыто- и тонкозернистыми, водорослевыми, «узорчато» перекристаллизованными, слабо неравномерно доломитизированными, стилолитизированными, с тонкими кальцитовыми трещинами, плотными, крепкими, прослоями плитчатыми (скв. № 65-Сотчемьюского месторождения, инт. 1848-1856 м). Раннефаменский возраст самой нижней части, почти основания пласта Ф0D3zd, подтвержден остракодами в скв. № 900-Вост. Сотчемью (гл. 1966,1 м), которая находится за л.у. на северо-востоке рассматриваемой площади.

В средней части пласта Ф0D3zd развиты известняки серые, разнотекстурированные, слоистые, с прослоями органогенно-обломочных, прослоями плотные, крепкие, с тонкими слоями более темных мергелей и аргиллитов, неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные. По сравнению с нижней частью возрастает пористость, кавернозность, чаще отмечены пятна нефтенасыщения, включения темно-коричневого битуминозного вещества. Прослоями отмечено заметное количество оолитов (сферических водорослей, размером 1-3 мм, редко до 5 мм), обломки водорослевых известняков; часто развиты стилолиты. Из органических остатков наиболее часто отмечаются раковины остракод, реже – брахиопод. Задонский возраст этой части разреза обоснован конодонтами (скв. № 21-Вост. Сотчемью, инт. 1869-1876 м).

Верхнюю часть пласта Ф0D3zd составляют известняки серые, с частыми прослоями известняков коричневых и темно-коричневых (за счет нефтенасыщения), сгустковые и сгустково-комковатые, мелкообломочные, неравномерно доломитизированные и выщелоченные, тонко- среднеслоистые, иногда волнистослоистые, с миллиметровыми прослоями известковистых аргиллитов и мергелей (скв. № 25-Сотчемью, инт. 1812-1817 м; скв. № 60-Сотчемью, инт. 1837-1843,5 м; скв. № 65-Сотчемью, инт. 1808-1825 м; скв. № 67-Сотчемью, инт. 1832-1839 м, скв. № 203-Вост. Сотчемью, инт. 1849-1851 м). Толщина пласта Ф0D3zd достигает 80 м.

Фаунистически верхняя часть пласта Ф0D3zd наиболее обоснована. Органические остатки представлены брахиоподами, остракодами, конодонтами, криноидеями, гастроподами, онколитами. Возраст по брахиоподам, остракодам, конодонтам определяется как задонский. Анализ наиболее многочисленной в отложениях нижней части фаменского яруса (пласт Ф0D3zd) группы микрофауны – остракод, показывает, что встреченные здесь ассоциации отличаются разнообразным таксономическим составом, мелкими размерами, частым присутствием во встреченных ассоциациях личинок, «пластовым» распределением по поверхности слоя, створками, относительно слабо затронутыми процессами растворения, часто деформированными и окатанными раковинами - все это характеризует мелководно-шельфовые фации в зоне активных волновых движений, в которых вероятно происходило накопление осадков пласта Ф0D3zd. В отличие от последних, в рифогенных отложениях верхнего франа Сотчемью-Талыйюской зоны находки остракод редки, характер распределения фауны карманный или гнездовой, встречаются обычно обедненные по составу комплексы (преимущественно бэрдиды), но представленные многочисленными экземплярами крупных размеров и обычно очень плохой сохранности (в основном, ядра). Рифогенные постройки задонского возраста предположительно выделяются за пределами изучаемой территории (в районе скв. №№ 10-Лемью и 11-Ираель), где они залегают на савиноборской толще заполнения. Толщина от 60 до 110 м.

Глубоководные (депрессийные) породы вскрыты скважинами к востоку от предполагаемых барьерных сооружений этого возраста во впадине, где они без перерыва залегают на волгоградских отложениях, представлены известняками битуминозными, неравномерно глинистыми с прослоями мергеля и аргиллитов. В подстилающих породах определены позднефранские пелагические остракоды (скв. №1-Сунаель, инт. 2160-2167 м):



*Entomoprimitia timanica* (Mart.), *Rabienites* cf. *ninae* (Mart.), *Olentangiella fabosi* (Eg.). Мощность глубоководных задонских отложений до 45 м.

В большинстве разрезов на пласте Ф0D3zd с небольшим размывом залегает пласт Фел.

Пласт Фел представлен мелководно-шельфовыми отложениями, в нижней части преимущественно переслаиванием аргиллитов и известняков. Аргиллиты зеленовато-темно-серые, известковые, алевролитистые, с ходами илоедов. Известняки темно-серые со слабым зеленоватым или коричневатым оттенками, тонкозернистые, неравномерно глинистые, плотные, крепкие с многочисленными органическими остатками (брахиоподы, остракоды, криноидеи). Из остракод встречены: *Acratia zadonica* Eg., *A. petchorica* Mart., *A. obliqua* Mart. MS (скв.№ 67-Сотчемью, инт. 1825-1829 м).

Верхнюю часть пласта Фел составляют известняки темно-серые и коричневатого-серые, тонкозернистые, волнисто-слоистые, прослоями сильно глинистые, местами со скоплениями гравийных обломков карбонатных пород, плотные, крепкие, с горизонтальными бугорчатыми стилолитами. Толщина пласта Фел достигает 20 метров.

В пласте Фел встречены многочисленные и разнообразные по составу остракоды, присутствуют брахиоподы, конодонты, споры (скв.№ 26-Вост. Сотчемью, инт. 1908-1916 м; скв.№ 60-Сотчемью, инт. 1837-1843,5 м; скв.№ 65-Сотчемью, инт. 1798,5-1805,5 м; скв.№ 66-Сотчемью, инт. 1826-1831 м; скв.№ 67-Сотчемью, инт. 1818-1825 м). Возраст по всем группам органических остатков задонский.

Выше повсеместно на данной территории залегает пачка пород, в нефтепромысловой номенклатуре выделяемая как «репер Г», являющийся зональной покрывкой. В мелководном шельфе эта пачка представлена зеленовато- и голубовато-серыми, иногда темно-серыми аргиллитами и мергелями, плотными, хрупкими, неясно горизонтально слоистыми за счет редких тонких (1-2 мм) линзочек серого известняка (скв.№ 67-Сотчемью, инт. 1812-1818 м). На каротажных диаграммах «репер Г» характеризуется пониженными сопротивлениями, высокими значениями ПС, естественной радиоактивностью до 12 мкр/час, увеличением диаметра ствола скважин. Мощность от 20 до 40 метров.

Возраст «репера Г» по фауне и СПК определяется как задонский. Подтвержден задонский возраст «репера Г» фауной во многих разрезах Ижма-Печорской синеклизы: скв.№ 60-Зап.Ираель, инт 1771-1785 м; скв.№ 67-Сотчемью, инт. 1812-1818 м; скв.№ 1-Гердьель, инт. 1415-1429 м; скв.№ 1-Марьель, инт. 2080-2088 м и др. К сожалению, почти все они находятся за пределами изучаемой площади.

Задонский возраст «репера Г» по СПК обоснован в скв.№ 65-Сотчемьюского месторождения, инт.1785-1792 м и соседней Тэбукской площади (скв.№ 909-Вис, инт. 1567,5-1578 м), где встречен споровый комплекс, позволяющий сопоставить вмещающие отложения с вишанскими слоями задонского горизонта Белоруссии и со споровой ассоциацией из верхней части задонского горизонта центральных районов Восточно-Европейской платформы (подзона *Convolutispora zadonica*) (Кузьмин и др.,1998).

Граница с елецким горизонтом проводится в кровле «репера Г» (М.Н. Москаленко и др., 1999). Толщина задонского горизонта составляет 82-195 м.

Елецкий горизонт (*Dzel*) представлен толщей неравномерно переслаивающихся карбонатных пластов Ф1D3el, Ф2D3el, Ф3D3el, Ф4D3el и межпластовых глинисто-карбонатных пачек, формировавшихся в мелководном морском бассейне с частой сменой режима осадконакопления. Пласт Ф1D3el сложен известняками серыми и темно-серыми, тонкозернистыми, плотными, крепкими, пятнисто доломитизированными, стилолитизированными, с прослоями зеленовато-серых мергелей и тонкими прослойками глин. Пласт обладает ухудшенными коллекторскими свойствами, что подтверждается результатами опробования в ряде скважин.

Продуктивный пласт Ф2D3el, охарактеризованный керном в скв.№№ 24, 25, 60-Сотчемью, в нижней части сложен известняками серыми, тонкозернистыми и скрытокристаллическими, неравномерно глинистыми и доломитизированными,

стилолитизированными. Верхнюю проницаемую часть пласта составляют известняки серые и коричневые за счет нефтенасыщения, сгустково-комковатые, с водорослевыми желваками, прослоями со скоплениями онколитов и гравийных обломков. Толщина пласта Ф2 составляет 12-28,5 м.

Отложения пласта Ф2D3el являются промышленно нефтеносными.

Вышележащие пласты Ф3D3el и Ф4D3el сложены известняками светло-серыми, серыми, коричневато-серыми, сгустково-комковатыми и органогенно-обломочными, неравномерно перекристаллизованными, пятнисто доломитизированными, пористыми. Межпластовые глинисто-карбонатные пачки, являющиеся флюидоупорами для пластов Ф1-4D3el, сложены переслаивающимися глинистыми, узловатыми и волнистослоистыми известняками и зеленовато-серыми мергелями.

Толщина елецкого горизонта составляет 170-240 м.

Среднефаменский подъяруса ( $D_3fm_2$ ) выделяется в объеме усть-печорского горизонта ( $D_{зир}$ ). Отложения этого горизонта представлены доломитами неравномерно глинистыми, сульфатизированными с тонкими прослоями известняков и мергелей. В нижней части горизонта выделяется проницаемый пласт-коллектор Ф5D3ир, водонасыщенный по результатам опробования скв. № 24, 60, 65. Толщина горизонта в зависимости от глубины предвизейского размыва колеблется от 10 до 30 м.

## **2.2.4. Каменноугольная система.**

Для отложений каменноугольной системы, представленных всеми тремя отделами, характерны относительно небольшие толщины, наличие внутриформационных перерывов с выпадением из разреза отдельных стратиграфических подразделений. В разрезе каменноугольных отложений Сотчемьюской площади отсутствуют отложения турнейского яруса, а также нижневизейского подъяруса, частично размыты верхневизейские и серпуховские отложения, отсутствуют отложения башкирского яруса среднего карбона.

Нижний отдел каменноугольной системы ( $C_1$ ), представленный отложениями верхневизейского подъяруса и серпуховского яруса, со стратиграфическим несогласием залегает на среднефаменских осадках. Литологически разрез сложен светлыми пористо-кавернозными известняками и доломитами, неравномерно сульфатизированными и окремненными, в основании разреза выделяется глинистая пачка. Толщина нижнекаменноугольных отложений составляет 85-116 м.

Среднекаменноугольные отложения ( $C_2$ ), со стратиграфическим несогласием залегающие на нижнекаменноугольных, представлены московским ярусом, сложенным преимущественно биокластическими полидетритовыми известняками в различной степени доломитизированными. Толщина среднего отдела карбона составляет 90-160 м.

Отложения верхнего отдела ( $C_3$ ) карбона представлены в основном известняками органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными, прослоями пористо-кавернозными, сульфатизированными, с прослоями вторичных доломитов и включениями кремня. Толщина отложений составляет 25-50 м.

## **2.2.5. Пермская система.**

Отложения пермской системы на рассматриваемом месторождении выделены в объеме нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел ( $P_1$ ) представлен ассельским, сакмарским и кунгурским ярусами. Отложения артинского яруса в разрезе отсутствуют, и кунгурский ярус несогласно залегает на частично размытой поверхности карбонатов ассельско-сакмарского возраста. Ассельско-сакмарские отложения, со стратиграфическим несогласием залегающие на верхнекаменноугольных, представлены светлыми биоморфно-детритовыми и водорослево-

фораминиферовыми известняками, неравномерно глинистыми и доломитизированными, участками пористыми и кавернозными. Толщина ассельско-сакмарских отложений составляет 148-178 м.

Кунгурский ярус представлен толщей сульфатно-карбонатно-терригенных пород лагунно-морского генезиса – переслаиванием аргиллитов, глинистых известняков, мергелей, алевролитов с включениями гипса и ангидрита. Толщина его составляет 40-50 м.

В составе верхнепермских ( $P_2$ ) отложений выделяются уфимский и нерасчлененные казанский+татарский ярусы. Отложения этого возраста представлены континентальными, озерно-аллювиальными преимущественно красноцветными, частью пестроцветными терригенными осадками.

Уфимский ярус представлен толщей неравномерного чередования полимиктовых песчаников, алевролитов, аргиллитов, с преобладанием последних, иногда встречаются мергели и глинистые известняки. Породы преимущественно красноцветные и пестроцветные, реже сероцветные. Толщина яруса составляет 250-285 м.

Нерасчлененные казанский+татарский ярусы представлены аллювиально-озерно-болотным комплексом фаций. Разрез сложен глинами серыми, красно-коричневыми, пестрыми, с увеличением вверх по разрезу карбонатности, встречаются прослои алевролитов и полимиктовых песчаников, на ряде площадей нефтенасыщенных, имеющих прерывистый характер распространения.

Толщина казанских+татарских отложений составляют 240-300 м.

### **2.2.6. Триасовая система.**

Отложения триасовой системы со стратиграфическим несогласием залегают на верхнепермских осадках, представлены нижним отделом в объеме чаркабожской и харалейской свит и средним отделом в составе ангуранской свиты. Разрез представлен ритмичным переслаиванием красновато-коричневых глин с зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами континентального аллювиально-озерного генезиса. Толщина нижнетриасовых отложений составляет 315-340 м, среднетриасовых – 40-60 м.

### **2.2.7. Юрская система.**

Отложения юрской системы представленные нерасчлененными нижним и средним отделами, со стратиграфическим перерывом залегают на триасовых. Породы представлены континентальными, лагунными (пресноводными) и морскими образованиями - песками, песчаниками с подчиненными прослоями глин, алевролитов. Толщина юрских отложений составляет 75-160 м.

### **2.2.8. Четвертичная система.**

Четвертичные отложения, залегающие на размытой поверхности юрских осадков, сложены суглинками, супесями с примесью гравия и гальки различных пород. Толщина их составляет 65-100 м.

## **2.3. Нефтеносность.**

По нефтегазогеологическому районированию рассматриваемое Сотчемьюское месторождение расположено в пределах Верхнелыжско-Лемъюского нефтегазоносного района (НГР) Ижма-Печорской нефтегазоносной области (НГО), промышленная нефтеносность которого установлена в двух нефтегазоносных комплексах: доманиково-турнейском карбонатном и верхнепермском терригенном. В первом из них залежи нефти

установлены в отложениях нижнефаменского подъяруса верхнего девона (пласты  $\Phi_0 D_{3zd}$ ,  $\Phi_2 D_{3el}$ - $\Phi_4 D_{3el}$ ).

В ходе доразведки пласты  $\Phi_0^{1-3} D_{3zd}$  и  $\Phi_0^4 D_{3zd}$  были объединены в один подсчетный объект  $\Phi_0 D_{3zd}$ . Распространение пласта  $\Phi_0 D_{3zd}$  прослеживается по всей территории Сотчемьуского лицензионного участка. Пласт  $\Phi_0 D_{3zd}$  вскрыт 9 поисково-разведочными и 34 эксплуатационными скважинами. На Сотчемьуском месторождении в пласте  $\Phi_0 D_{3zd}$  выделено одна нефтяная залежь – основная. В пределах контура основной залежи пробурено 37 скважин.

При опробовании пласта  $\Phi_0 D_{3zd}$  в 2 скважинах получены фонтаны безводной нефти дебитами 45,2 т/сут при испытании интервала 1883,0-2045,0 м. При испытании пласта в скв. № 116 в интервалах глубин 1882,5-1886,0 м (а.о. -1657,0-1660,2 м) получен водонефтяной приток. Дебит нефти составил 15,7 т/сут, дебит воды 49,8 т/сут. Предположительно вода поступает из водоносного пласта, который залегает ниже пласта  $\Phi_0 D_{3zd}$ . В скв. № 102 получены такие же притоки, как и в скв. №116. В скв. № 105 подошва нефтенасыщенных коллекторов зафиксирована на -1678,3 м (а.о.), а кровля водонасыщенных пропластков на -1680,1 м (а.о.). ВНК вскрыт на глубине -1680 м (а.о.), это средняя глубина ВНК по скважинам в которых он был вскрыт.

Основная нефтяная залежь относится к пластовым, сводовым, тектонически-экранированным. Ее размеры 2,8 км на 8,4 км, а площадь 15498 м<sup>2</sup>. Минимальная эффективная толщина 3,4 м, максимальная – 19,5 м, средняя – 10,3 м. В свою очередь средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи равна 1 м. Коэффициент песчанистости равен 0,44 д. ед. Коэффициент расчлененности равен 4,1 д. ед. Коэффициент нефтенасыщенности равен 0,73 д. ед. Покрышкой для залежи являются глинисто-карбонатные породы вышелегающей толщи. Сама залежь представлена серыми известняками .....

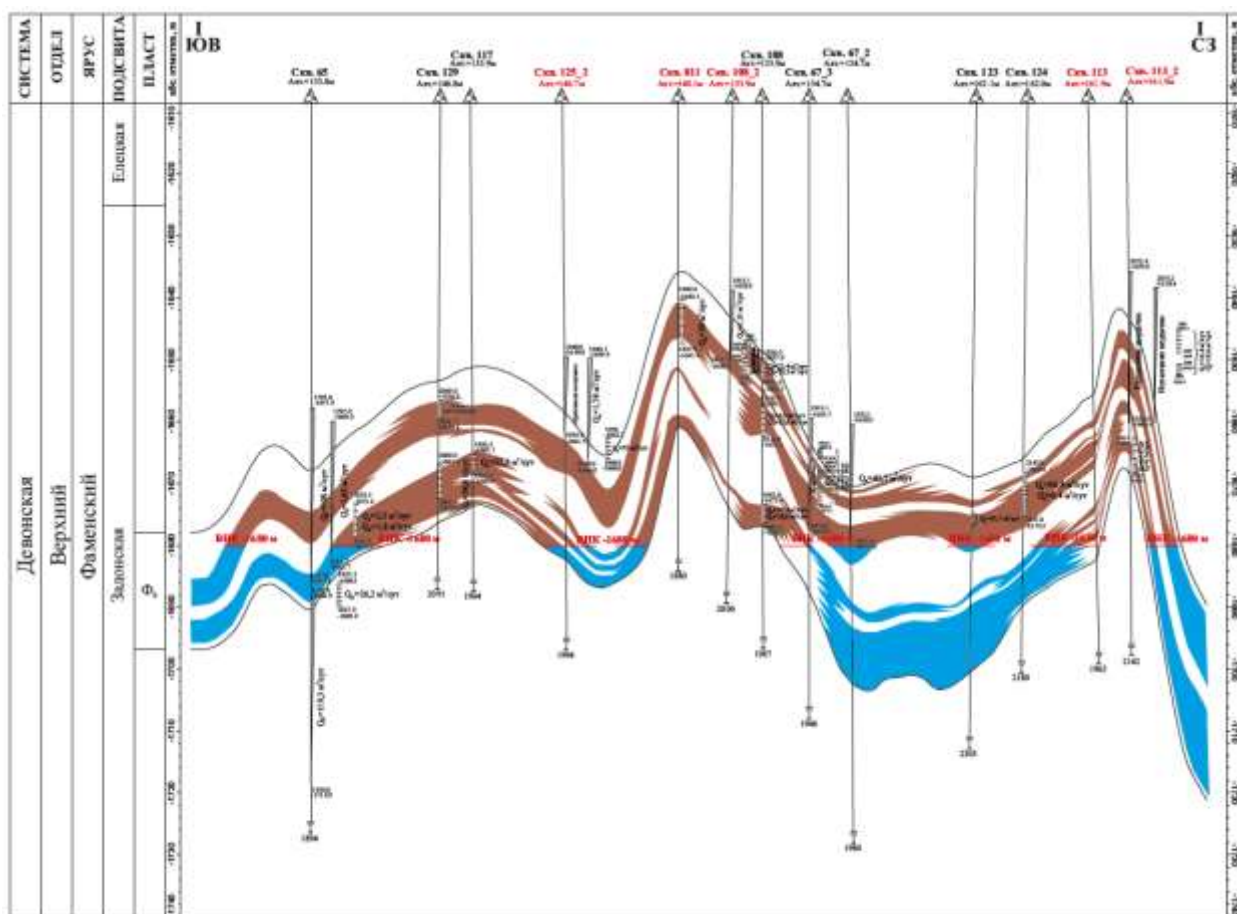


Рис.4.1. Геологический профиль по пласту  $\Phi_0 D_{3zd}$



Пласт  $\Phi_4 D_{3el}$  с недавнего времени начали выделять залежи нефти. На данный момент его основная залежь вскрыта 7 скважинами. Залежь пластовая, сводовая, литологически- и тектонически ограниченная. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м (№ 129 скв.) до 6 м (№ 811 скв.). В интервале 1678-1682 м, 1684-1686,5 м в колонне скважины № 107 за 75 минут двух открытых периодов с пласта в трубы получено 2,38 м<sup>3</sup> нефти, удельным весом 0,88 г/см<sup>3</sup>. ВНК по основной залежи обоснован на основании опробования в скв. № 107 и находится на отметке -1453 м.

### 3. Состояние разработки.

На месторождении пробурена 31 скважина, из которых 25 действующие добывающие и 2 поглощающие. Фонд нагнетательных скважин отсутствует. Текущий КИН составляет 0,173, накопленная добыча равна 1166,7 тысяч тонн, что составляет 39,1 % от утвержденных начальных извлекаемых запасов. Остаточные извлекаемые запасы составляют 1890 тыс.т., накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) – 2,7.

К настоящему времени только 1 скважина работает с дебитом нефти более 10 т/сут и только 26% скважин работают с дебитом нефти более 5 т/сут и больше половины скважин являются низкодебетными – меньше 5 т/сут нефти. Фонд скважин сильно обводнен – почти 70 % скважин работают с обводненностью более 80%, еще треть – с обводненностью от 50 до 80%. Уровень утилизации попутного нефтяного газа по месторождению составляет 95%, что равно проектным значениям. В свою очередь значения дебита по жидкости ниже проектных на 13-23% из-за низких уровней фактического бурения в период с 2013 до 2016, что также оказало влияние на фактические значения дебита нефти, плюс к этому значения обводненности оказались выше проектных на 12%. В итоге дебит по нефти оказался на 54% ниже проектных (рис.5.1/2).

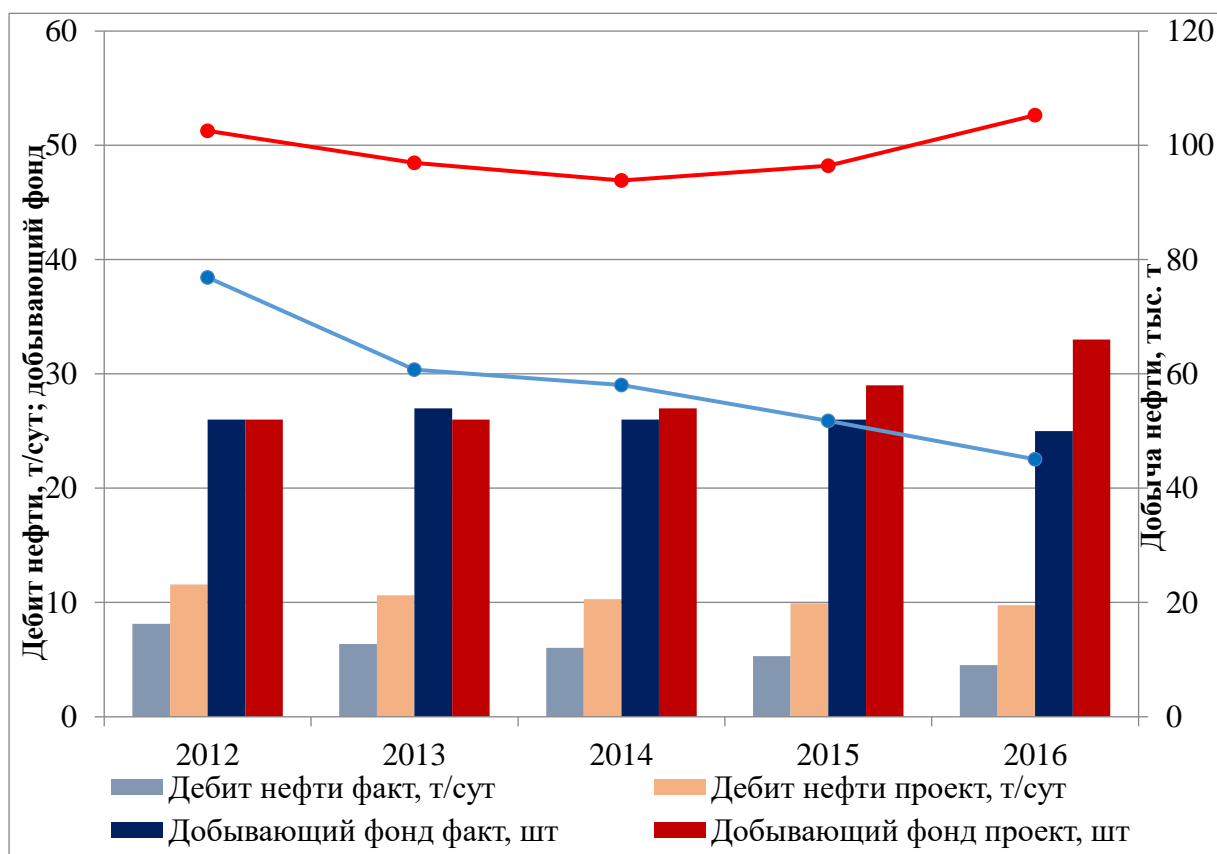


Рис.5.1. Сопоставление фактических показателей разработки с проектными уровнями



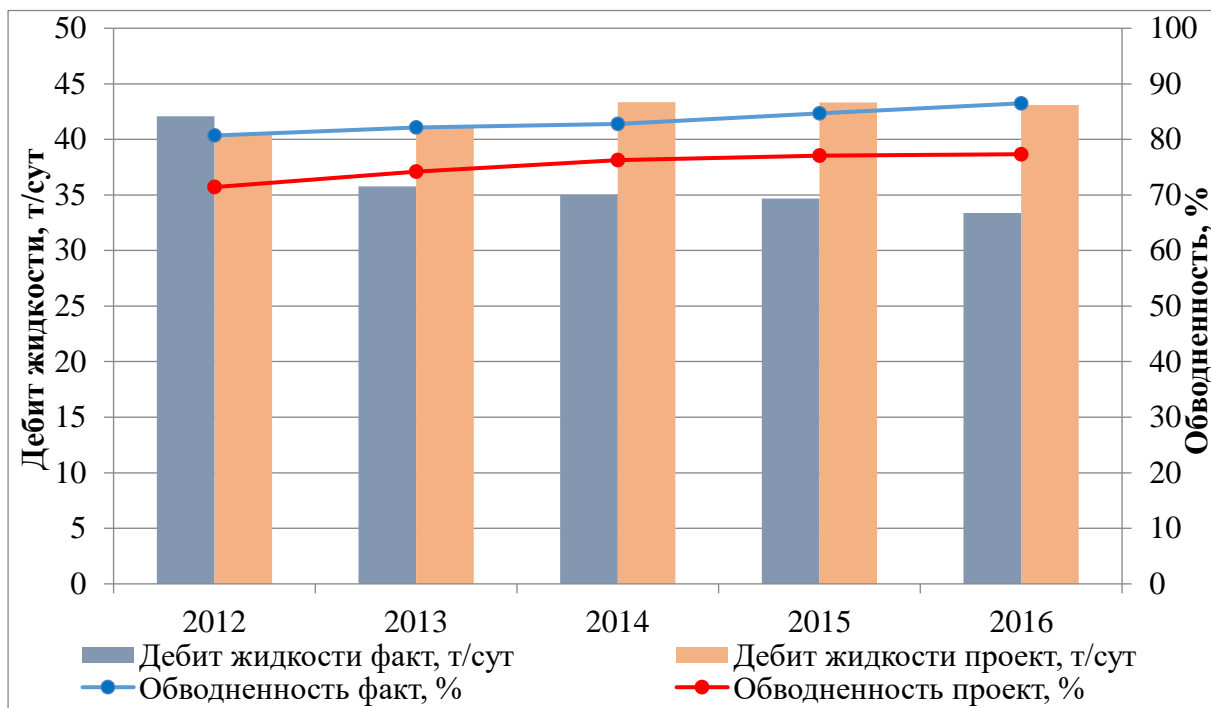


Рис.5.2. Сопоставление фактических показателей разработки с проектными уровнями

В ходе анализа темпа обводненности скважин месторождения, они были разделены на три группы (рис.6.):

1. Резкий рост обводненности в течение короткого времени и/или высокая входная обводненность добываемой продукции
2. Средние темпы обводнения скважин
3. Самые низкие темпы роста обводненности

Также три разных группы скважин можно выделить при оценке динамики дебитов жидкости (рис.7.):

1. Начальные дебиты жидкости составляют 60 т/сут и более
2. Начальные дебиты жидкости составляют от 20 до 60 т/сут
3. Начальные дебиты жидкости составляют до 20 т/сут

Таким образом, сопоставив эти две карты, видно, что за редким исключением, скважины первых трех групп сопоставимы со вторыми тремя группами. То есть скважины с низкими входными дебитами (группа 3) наименее интенсивно обводняются (также группа 3), аналогичная ситуация и по двум другим группам.

Вместе с анализом карты накопленных отборов (рис.8), можно сделать предположение, что скважины из групп 1 и 2 обладают большей продуктивностью, чем скважины группы 3. Учитывая, что зачастую скважины из разных групп расположены в зонах примерно одинаковых нефтенасыщенных толщин, можно предположить наличие на объекте зон повышенной проницаемости. Учитывая тип коллектора, такая ситуация, скорее всего обусловлена макротрещиноватостью некоторых областей пласта. Скорее всего, наибольшая проницаемость сосредоточена на линиях скважин 25-117-129; 106-102; 122-121-120. При этом, по линии скважин 125\_2-104-103, а также 108-108\_2-128-811, вероятно, расположены зоны с несколько меньшей, чем в первом случае, однако достаточно высокой проницаемостью. По всей видимости, эти области состоят из порога типа коллектора, который был осложнен зонами макротрещиноватости. Все остальные участки объекта, вскрытые скважинами, судя по имеющимся данным, обладают свойствами порового типа коллектора, фильтрация в котором обусловлена порами, а макротрещиноватость носит подчиненный, неопределяющий характер.

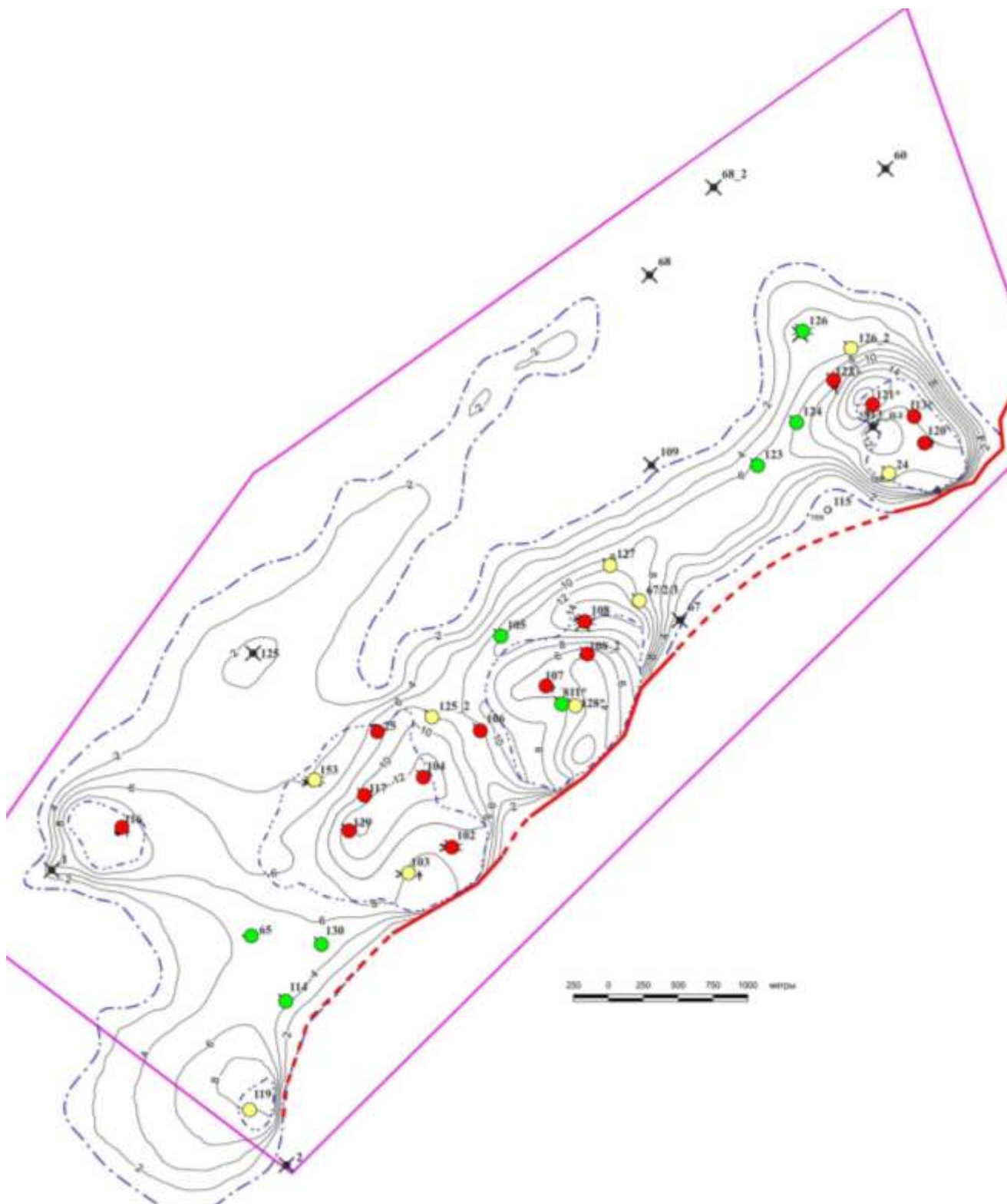


Рис.6. Распределение скважин по характеру обводненности

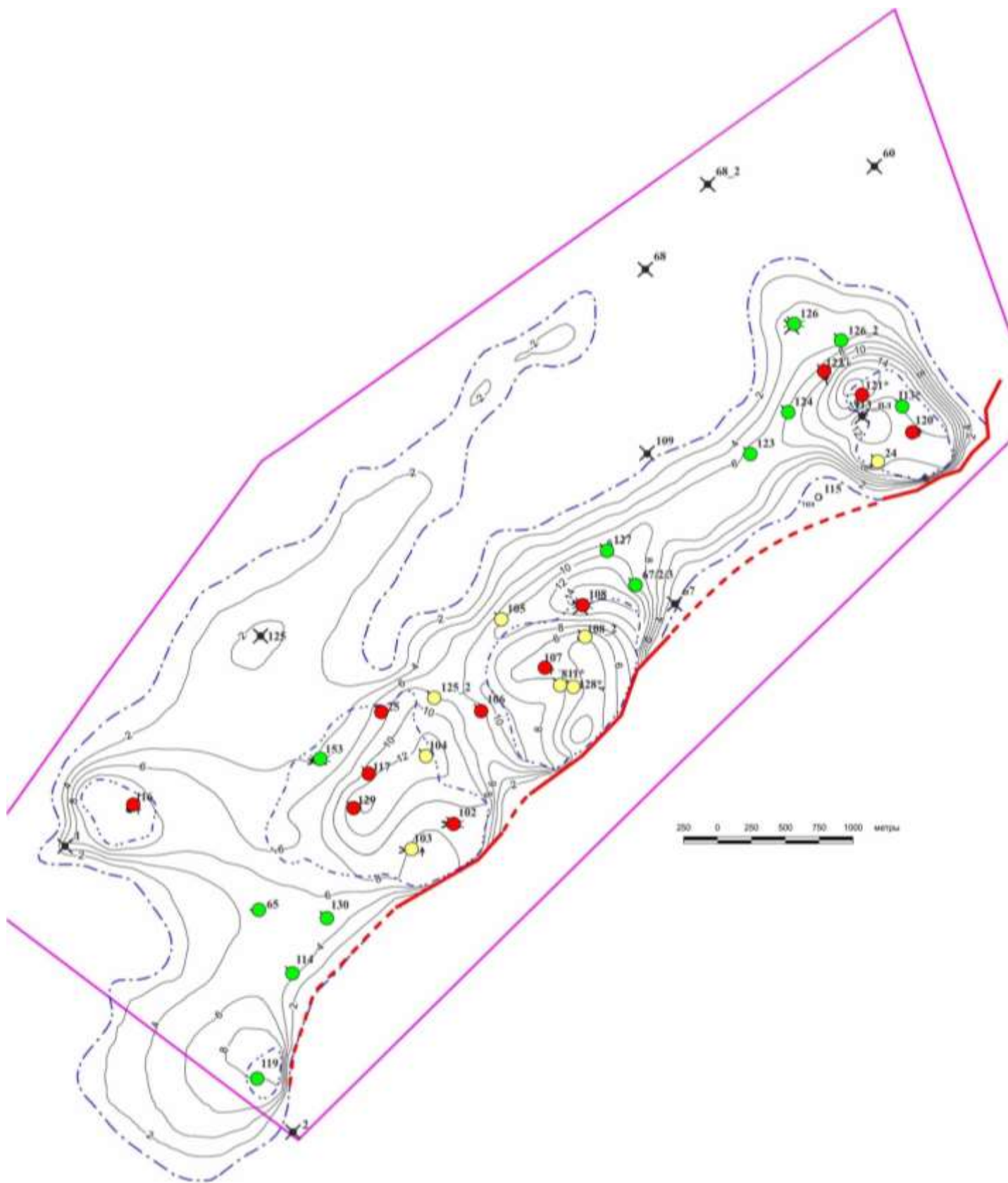


Рис.7. Распределение скважин по величине входного дебита жидкости

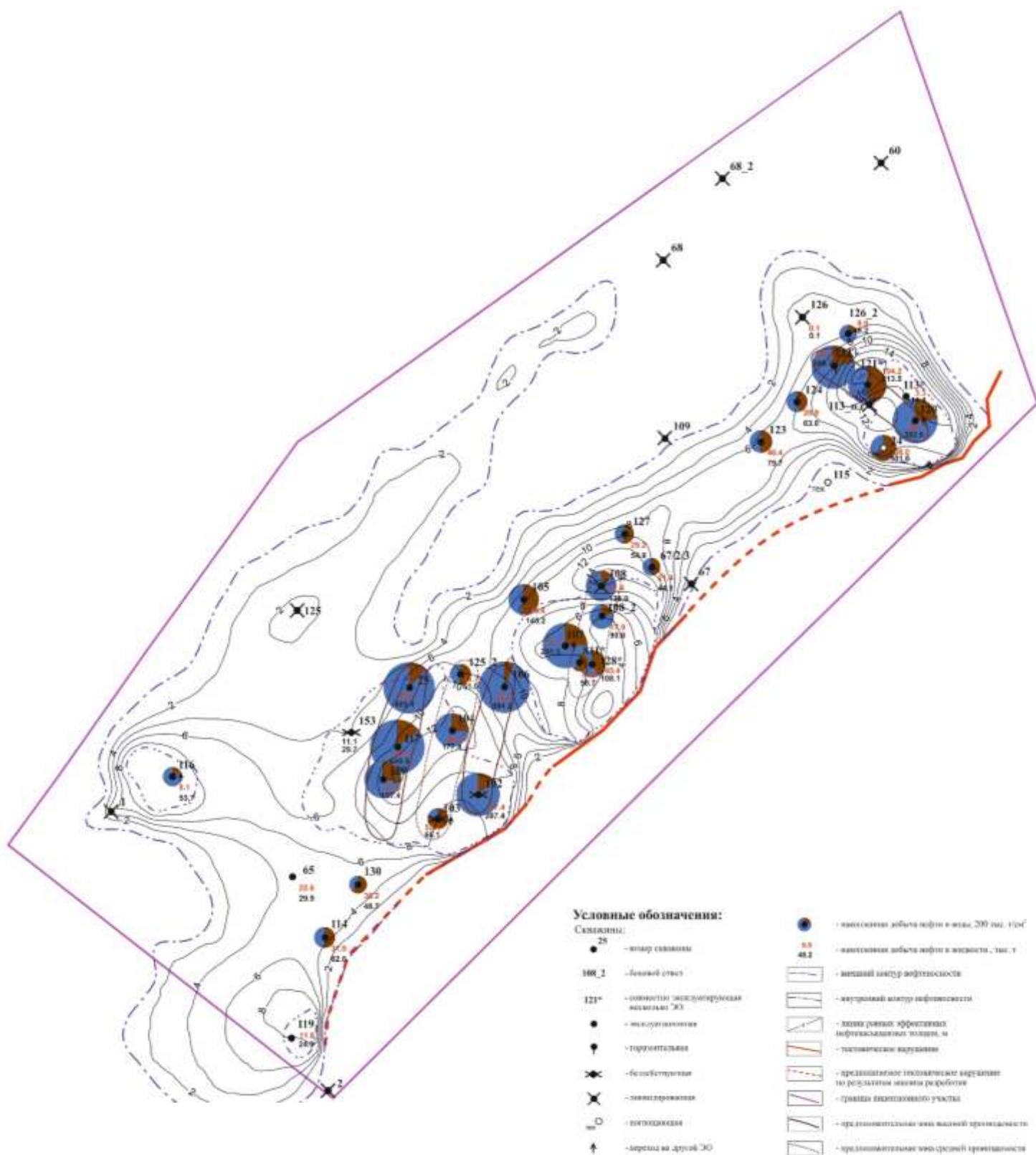


Рис.8. Карта накопленных отборов

Только две скважины из восьми в зонах высокой проницаемости характеризуются высокими удельными отборами нефти. При этом шесть скважин этих зон являются «лидерами» по удельным отборам жидкости. В то же время, в зонах средней проницаемости из семи скважин пять характеризуются средними удельными отборами нефти, а по три скважины – средними и малыми удельными отборами жидкости. В зонах средней проницаемости, в среднем, на единицу отобранной нефти отбирается меньше жидкости. То есть, имеющиеся сейчас данные дают основания предположить, что наиболее удачное расположение скважин – в зоне средней проницаемости.

Разработка ведется на естественном режиме без поддержания пластового давления. динамика пластового давления (рис.9) показывает, что, несмотря на значительные разбуренные площади и долгую историю разработки, энергетическое состояние объекта более, чем удовлетворительное.

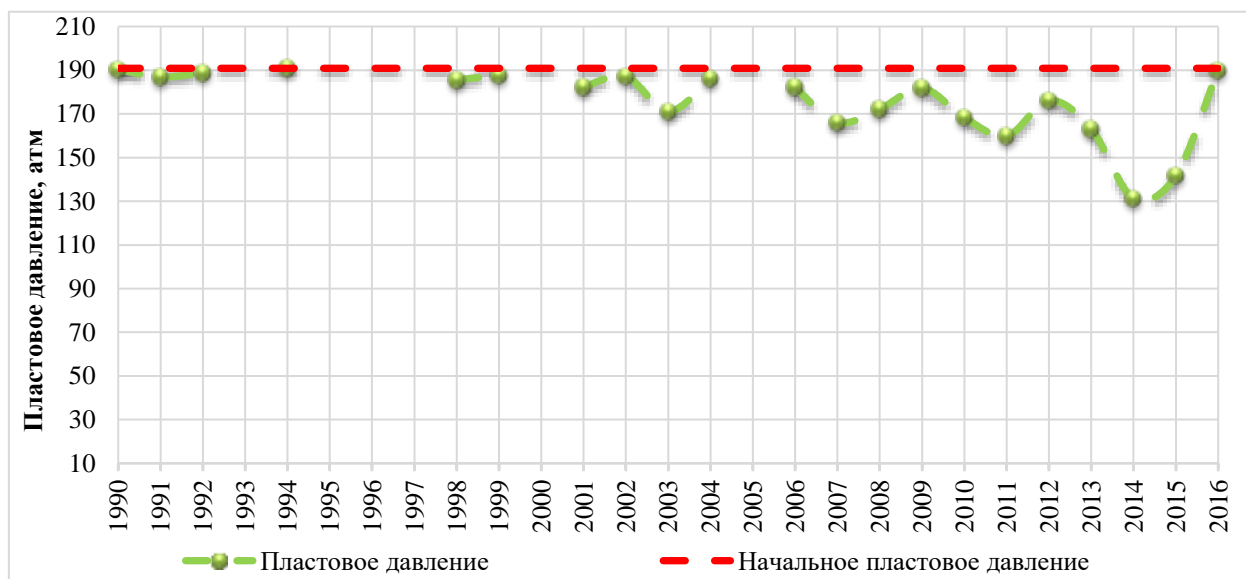


Рис.9. Динамика пластового давления

В итоге, при сопоставимых дебитах жидкости, большая обводненность (превышение, в среднем, на 10%) привела к меньшим дебитам нефти. Что, в свою очередь, с учетом меньшего ввода новых скважин и большего их выбытия (а, значит, меньшего фонда скважин, дававшего продукцию ежегодно) привело к недостижению проектных уровней добычи нефти в 2013-2015 гг. (в 2012 г. отклонение по добыче нефти находится в рамках допустимого уровня). При этом отклонения фактических показателей по вводу скважин и действующему фонду скважин за рассматриваемый период находились в допустимых пределах.



## 4. Практическая часть.

### 4.1. Лабораторные исследования.

Практическая часть заключалась в работе на установках Экогеоспром – Поромер (рис.10) и Дарсиметр (рис. 11), первый предназначен для измерения открытой пористости, а второй для определения абсолютной проницаемости. Далее был проведен анализ полученных данных.

В ходе работы были проведены исследования на оборудовании ресурсного центра СПбГУ. Вначале, сотрудником ресурсного центра был проведен инструктаж и сделаны пробные показательные измерения, далее измерения проводились на образцах керна, взятого с Сотчемьюского месторождения.



Рис.10. Поромер

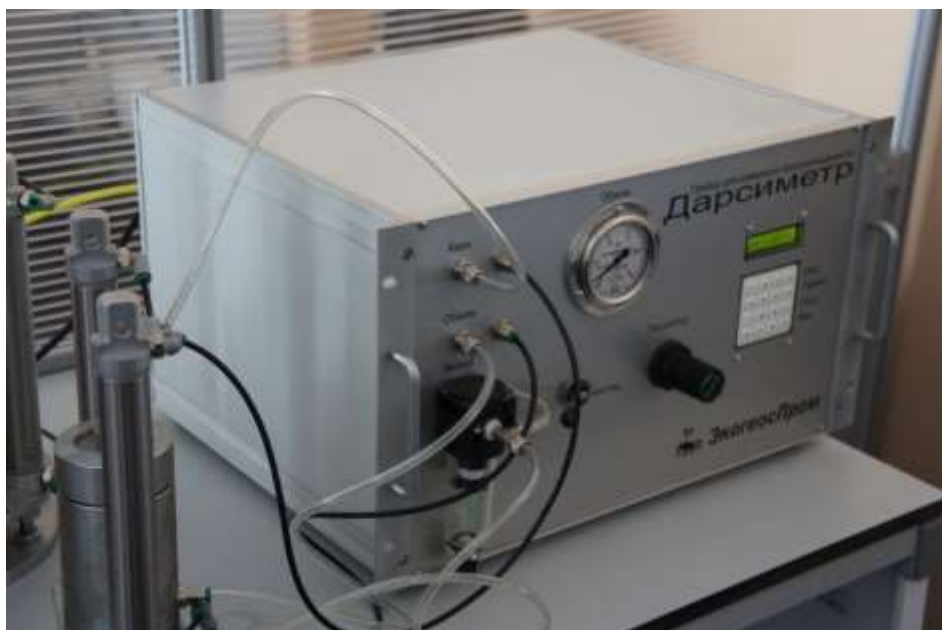


Рис.11. Дарсиметр

### 4.1.1. Работа на Поромере.

Как ранее было сказано, Поромер предназначен для определения открытой пористости образцов керна диаметром 30 мм, а также плотность твердой фазы образца. Его принцип работы основан на определении объема замкнутого пространства по закону Бойля — Мариотта для идеального газа. Закон Бойля — Мариотта утверждает, что давление газа в изотермическом процессе обратно пропорционально занимаемому газом объёму [18]. Рассмотрим простой пример: пузырек воздуха, поднимающийся со дна водоёма — постепенно давление, оказываемое толщей воды, будет понижаться, а размер наоборот будет увеличиваться.

В самом начале работы с Поромером я измерял размеры образца и его вес, это необходимо для того чтобы программа могла посчитать плотность твердой фазы. Далее образец помещался в специальную камеру (рис.12), а эта камера помещалась в Поромер. На следующем этапе в программе запускался процесс измерения, образец герметично закрывался и обжимался. Затем осуществлялась закачка того же объема воздуха, что и в пустую камеру. Далее программа подсчитывала значения открытой пористости и плотности твердой фазы. Для каждого образца измерения проводились несколько раз и записывалось среднее значение.



Рис.12. Камера для образца керна

Средние значения пористости по образцам полученные мной равны 14%, что сопоставимы со значениями, которые были получены на месторождении в ходе ГИС: акустический каротаж и гамма-гамма каротаж (рис.13).

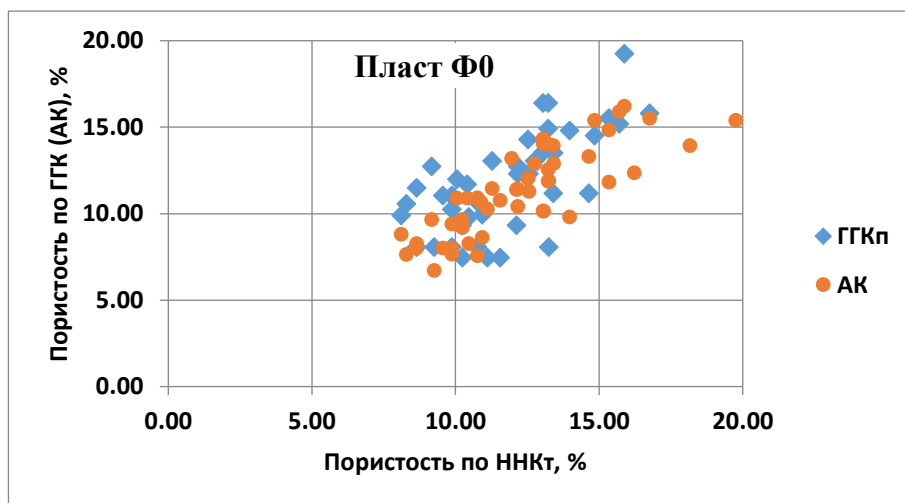


Рис.13. График значения пористости по данным ГИС



### 4.1.2. Дарсиметр.

Дарсиметр предназначен для определения абсолютной проницаемости горных пород. Принцип действия прибора основан на измерении объема газа, пройденного через образец керна, при стационарной и нестационарной фильтрации.

Так же, как и при работе с Поромером делались измерения размеров образца: диаметр и высота, значения массы не требуются. Далее образец помещался в открытый кернодержатель (рис.14). На следующем этапе в программе запускался процесс измерения, при этом кернодержатель автоматически закрывался и обжимал образец (рис.15). Для измерений стационарной фильтрации требовалось, при помощи регулятора (рис.16), держать значения давления на одном уровне. А для нестационарной фильтрации, при помощи того же регулятора, нужно, в течение процесса измерений, изменять давления. При этом, также, нужно выровнять давление на некоторое время, провести на этом давлении измерения, и дальше изменить давление и провести измерения при следующем давлении. В конце измерений программа сама ведёт подсчёт поправок Клинкенберга и Форхгеймера и показывает значений абсолютной проницаемости. Поправка Клинкенберга учитывает нарушение закона Дарси в коллекторах из-за эффекта Клинкенберга, “проскальзывания” газа по поровым каналам[18]. А поправка Форхгеймера учитывает влияние сил инерции при больших скоростях фильтрации.



Рис.14. Открытый кернодержатель



Рис.15. Обжатый кернодержатель



Рис.16. Регулятор давления Дарсиметра

Средние Значения абсолютной пористости, которые были получены в ходе работы в лаборатории, равны 0.74 Дарси или 0.7 мкм<sup>2</sup>. Это позволяет отнести продуктивные коллектора Сотчемьюского месторождения к хорошо проницаемым по классификации Г.И. Теодоровича.

## 4.2. Методы интенсификации добычи и увеличение КИН

Теперь, когда мы ознакомились с геологическим строением месторождения и основными проблемами разработки Сотчемьюского месторождения, рассмотрим основные методы увеличения нефтеотдачи и их условия применимости к данному месторождению.

За период разработки были применены разные виды мероприятий: бурение горизонтальных скважин, бурение боковых стволов, акустическое воздействие, физико-химическая обработка призабойной зоны, оптимизация работы насосного оборудования, перфорационные методы и ремонтно-изоляционные работы. С 2012 года было проведено 36 мероприятий. При этом по трем скважинам дважды проведена соляно-кислотная обработка, по двум скважинам – дважды ремонтно-изоляционные работы, на одной скважине - дважды оптимизация работы насосного оборудования, еще на одной скважине дважды в течении этого периода проведены перфорационные мероприятия. Больше всего было проведено мероприятий по обработке призабойной зоны – 12 (что составляет 33 % от всех мероприятий) и по перфорационным методам – 10 (28 %), в том числе три мероприятия по приобщению пластов. Кроме того, проведено 7 мероприятий по изоляционным работам и 7 оптимизаций работы насосного оборудования. От проведения указанных ГТМ было дополнительно добыто 26,7 тыс. т нефти. Наибольшая эффективность получена от перфорационных работ – до 1.5 тыс. т. за одну скважино-операцию. Это обусловлено тем, что в перфорационные методы входит дополнительная добыча нефти от мероприятий по приобщению пластов.

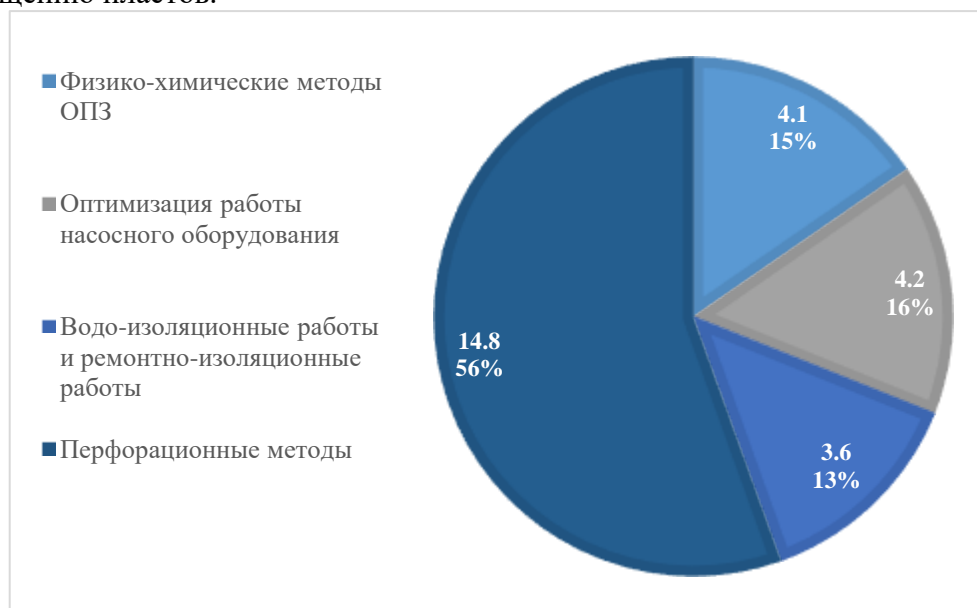


Рис.17. Распределение дополнительной добычи нефти от проведенных мероприятий

Далее рассмотрим основные современные методы увеличения нефтеотдачи. Классифицируются они по типу рабочего агента: тепловые методы, газовые методы, химические методы, гидродинамические методы и комбинированные.

### 4.2.1. Тепловые методы.

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ( $400\text{--}200^{\circ}\text{C}$ ), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации ( $200^{\circ}\text{C}$ ) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Также существует метод внутрипластового горения. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода. Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций. После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти. В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, то есть приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса. Перемещение теплоты из области перед фронтом горения в область за фронтом горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – например, воды. В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения.

Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с

нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Еще один из методов теплового воздействия на пласт это пароциклическая обработка. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами. Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл.

#### **4.2.2. Газовые методы.**

Первый из рассматриваемых методов это закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести: использование недорогого агента – воздуха; использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента. Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.

Также к газовым методам можно отнести воздействие на пласт двуокисью углерода. Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3–5% двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20–30%. Образующаяся при растворении  $\text{CO}_2$  в воде угольная кислота  $\text{H}_2\text{CO}_3$  растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость

глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре-десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся. Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается. При растворении в нефти  $\text{CO}_2$  вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает. Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней  $\text{CO}_2$  вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней  $\text{CO}_2$ . Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение. При пластовом давлении выше давления полного смешивания пластовой нефти с  $\text{CO}_2$  двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель (смешивающее вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны: зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого  $\text{CO}_2$ . Если  $\text{CO}_2$  нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной  $\text{CO}_2$  формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду. Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в нем  $\text{CO}_2$  наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Метод воздействия на пласт азотом, дымовыми газами и др. основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

1. Образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины.

2. Нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены.

3. газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

### 4.2.3. Химические методы.

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа\*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

*Вытеснение нефти водными растворами ПАВ.* Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

*Вытеснение нефти щелочными растворами.* Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие

смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

*Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы).* Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

*Микробиологическое воздействие* – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

#### **4.2.4. Гидродинамические методы.**

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости.

*Интегрированные технологии.* Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти. Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто-неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия (Рис.18).



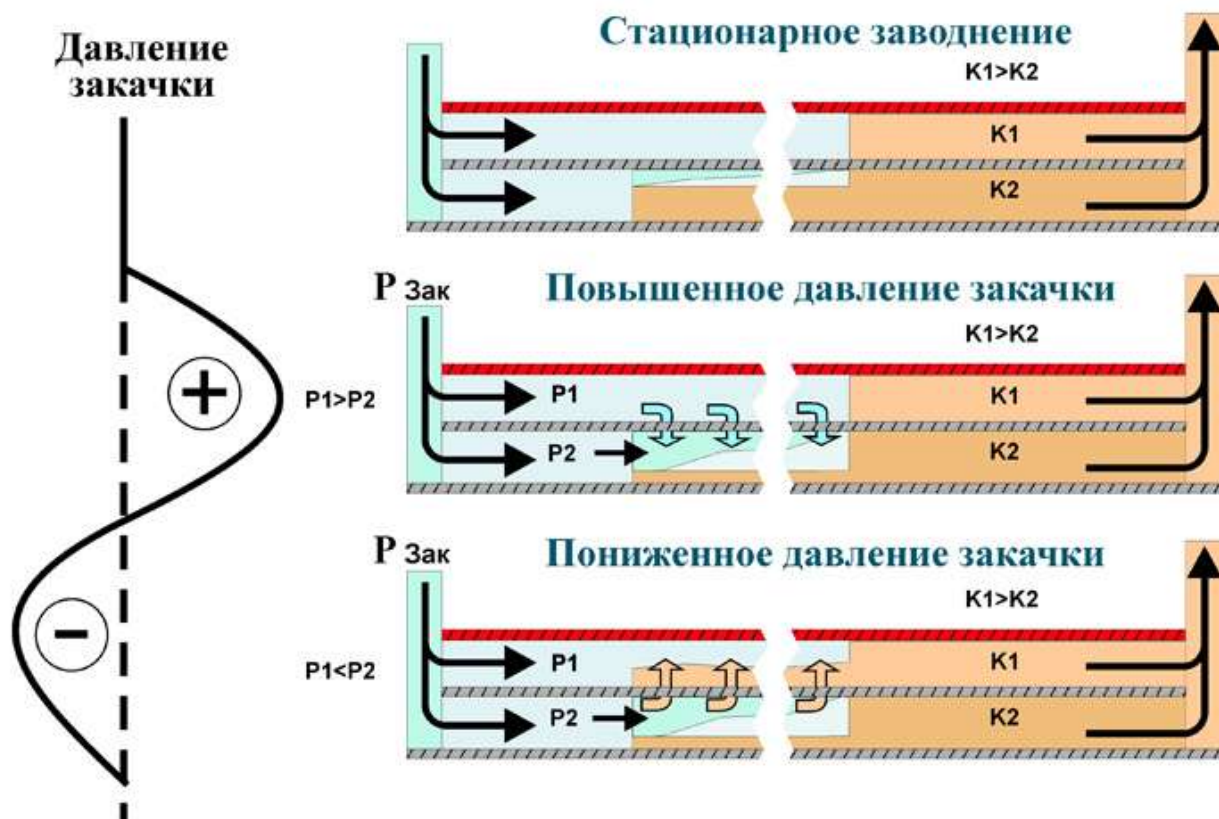


Рис.18. Механизм циклического воздействия на пласт.

*Барьерное заводнение на газонефтяных залежах.* Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

*Нестационарное (циклическое) заводнение.* Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием

знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

*Форсированный отбор жидкости* применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

#### **4.2.5. Методы увеличения дебита скважин.**

*Гидравлический разрыв пласта.* При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин. Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

*Горизонтальные скважины.* Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

*Электромагнитное воздействие.* Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

*Волновое воздействие на пласт.* Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону. Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта. Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия. При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в

непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

### 4.3. Рекомендованный метод воздействия на пласт.

Рассматриваемые методы имеют свои плюсы и минусы, но что касемо Сочемьюского месторождения, не все они могут эффективно быть применены с практической и экономической стороны. Месторождение имеет ряд особенностей, которые описаны в главе 4 “Состояние разработки” и 3.1 “Геологическое строение месторождения”. В первую очередь коллектор значительно осложнен макротрещиноватостью, что делает коллектор не однородным по проницаемости. Из-за этого нефть, которая содержится в поровом пространстве коллектора, практически не вовлечена в разработку, и большое количество воды по трещинам поступает в скважину. Поэтому на данном этапе нужно перекрыть эти трещины при помощи потокоотклоняющих технологий (ПОТ).

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в пласт ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины (рис.19). Данные технологии активно используются в России с 80-х годов прошлого века и в настоящее время практически 100% методов химического заводнения в России связано именно с этими технологиями. Обзор современных ПОТ показал, что на сегодня существует более 400 технологий, но в основном из них используется около ста.

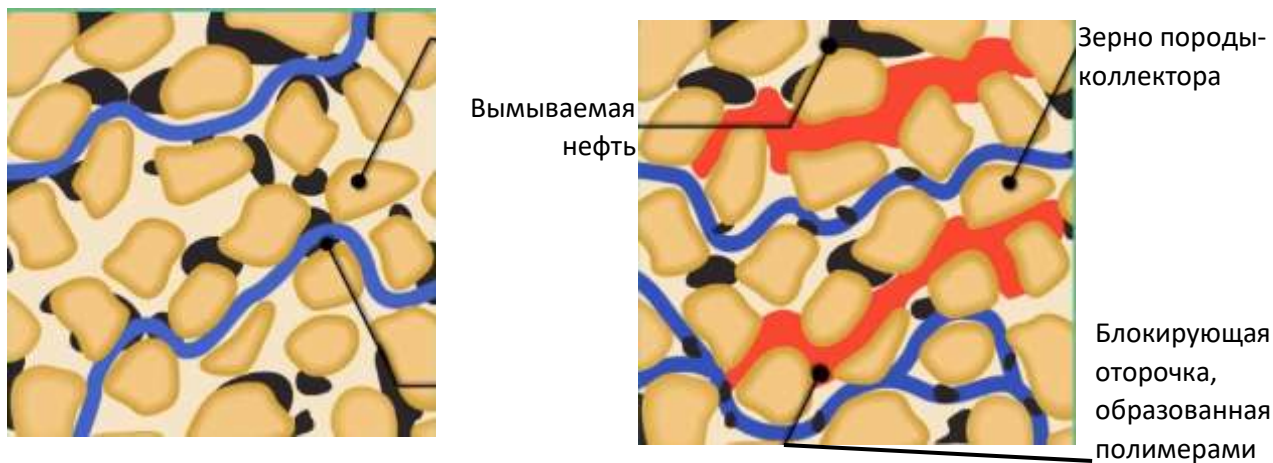


Рис.19. Скелет пород до и после применения ПОТ

*Технологии на основе геле- и осадкообразующих композиций.* К данной группе относятся технологии, основанные на использовании полиакриламида со сшивателем (закачка сшитых полимерных систем – СПС, поверхностно-активных полимерных систем – ПАПС, больше объемных гелевых систем — БГС, Темпоскрин), кремнийорганических соединений (закачка ГКЖ-10, ГКЖ-11у, АКОР, ЭТС-40, жидкого стекла), водорастворимых полиэлектролитов (закачка полимера Гивпан, ВПК-402), биополимера и композиций на его основе, термогелеобразующих композиций (закачка композиции «Галка», «Галка»-У, «Галка»-ПАВ, реагент РВ-3П-1).

*Технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем.* К данной группе относятся технологии, основанные на использовании различных

дисперсных наполнителей (бентонит, древесная мука, угольная пыль), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимер-дисперсной системы (ПДС), волокнисто-дисперсной системы (ВДС), эмульсионно-полимер-дисперсного состава (ЭПДС)).

*Технологии на основе микроэмульсионных систем.* Данная группа технологий основана на использовании в качестве основных реагентов эмульгаторов (Нефтехим, Нефтенол-НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками наполнителей — нефти, бентонитовой глины для регулирования свойств эмульсионных систем (закачка эмульсионных составов — ЭС, нефтеводных эмульсий — НВЭ, эмульсионно-суспензионных составов — ЭСС).

А одним из основных критериев для ПОТ является время гелеобразования, которая в свою очередь зависит от ряда факторов:

1. Концентрация исходных реагентов
2. Пластовой температуры, чем выше температура, тем быстрее проходит процесс гелеобразования, но до определённого предела. Слишком высокие температуры приводят к деструкции геля.
3. Химический состав и минерализация пластовой воды, с увеличением минерализации время гелеобразования заметно уменьшается.

Что касемо эффективности этого метода, в среднем на 1 тонну сухого полимера приходится от 1000 до 5000 тонн дополнительно добытой нефти. Ежегодно в мире добывается 15-20 млн. т. нефти при помощи применения потокоотклоняющих технологий. Применение ПОТ, в среднем, увеличивает КИН на 3-5% и сокращает издержки по себестоимости добычи нефти в 2 раза. Ниже приведена сравнительная диаграмма основных показателей использования ПОТ в США и России.



Рис.21. Сравнительная диаграмма применения технологий ПОТ в России и США

## **Заключение.**

В заключении отметим, что Сотчемьюское месторождение является сложным в плане геологического строения. Оно осложнено большим количеством макротрещин, то есть зон повышенной проницаемости. В связи с этим, в ходе разработки месторождения, скважин имеют тенденцию к быстрому обводнению продукции, что в скором времени поставит под вопрос рентабельность добычи на этом месторождении, также стоит учесть то что срок лицензии на право пользования месторождением истекает только через 50 лет. Это доказывает, что применение методов повышения нефтеотдачи актуально для Сотчемьюского месторождения.

В ходе данной работы я провел анализ нескольких пунктов: геологического строения, основных проблем с которыми столкнулись недропользователи в течении разработки и современных методов повышения нефтеотдачи. В практической части я ознакомился и провел исследования на аппаратуре ресурсного центра СПбГУ – Поромер и Дарсиметр. Эти исследования были проведены с целью корреляции ФЕС, полученных по данным ГИС на месторождении, и ФЕС которые были получены при исследовании керна на Поромере и Дарсиметре в лаборатории, так как исследования ФЕС на фактическом материале еще ни разу не проводились. Таким образом мы подтвердили и уточнили данные ГИС, которые в дальнейшем нам понадобятся для анализа применимости МУН.

На текущий момент применение большинства методов интенсификации добычи нефти ограничены сложным геологическим строением, литологией, и высокими значениями проницаемости, которые приводят к опережающему прорыву закачиваемых дорогостоящих агентов в добывающие скважины и снижают охват и нефтеотдачу пласта. Сопоставив текущую ситуацию разработки и критерии применимости, которые подразделяются на геолого-физические (строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов, температура, давление и др.), технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.) и технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин), удалось выбрать наиболее применимый из методов увеличения нефтеотдачи.

Метод потокоотклоняющих технологий имеет большое количество технологий смесей, что делает его границы применимости более гибкими, и позволит при помощи специальных гелей перекрыть крупные трещины, через которые осуществляются прорывы подстилающей воды, и вовлечь в разработку нефть, которая содержится в менее проницаемом поровом пространстве. Тем самым сделать разработку Сотчемьюского месторождения более рентабельной и повысить коэффициент извлечения нефти.

## Список использованной литературы.

1. О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. Геология и геохимия нефти и газа.: изд-во МГУ, 2000.
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта.: Изд.2, перераб., 1971.
3. В.Н. Киркинская, Е. М. Смехов. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981.
4. Сургучев М.Л. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи».
5. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. «Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии».
6. Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России. Повышение нефтеотдачи пластов».
7. Степанова Г.С. «Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты».
8. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. «Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах».
9. Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
10. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2010.
11. Гарипов В.З., Козловский Е.А., Литвиненко В.С. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России (тезисный вариант). — М.: Московский государственный геологоразведочный университет (МГГРУ), 2003. — 150 с.
12. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом, 2016. – № 12-4. – С. 806-810;
13. Боксерман А.А. Повышение нефтеотдачи – важная составляющая производственной программы ОАО «Зарубежнефть». Нефтяное хозяйство. 2007. №8. С. 18 – 21.
14. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России. Нефтяное хозяйство. 2008. №1. С. 58 – 61.
15. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. Москва – Ижевск, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2005
16. Газизов А.Ш. и др. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи. Нефтяное хозяйство. 1998. №2. С. 12 – 14.
17. Лозин Е.В. и др. Разработка и внедрение осадкогелеобразующих технологий. Нефтяное хозяйство. 1996. №2. С. 39 – 41.
18. В.М. Троицкий. Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга. Научно-технический сборник “ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ”. 2017.



## Список приложений.

01.04.2019

Заявка на проект

Приложение №1 к заявке на выполнение работ на оборудовании ресурсного центра  
«Рентгенодифракционные методы исследования»

№ заявки:	103-11468	Дата утверждения:	2019-04-01
-----------	-----------	-------------------	------------

Список пользователей к заявке на выполнение работ на оборудовании ресурсного центра

Ф.И.О.	Лушпеев Владимир Александрович
Должность	Доцент
Факультет, кафедра	Институт наук о Земле,
Контактный телефон	
Электронная почта	v.lushpeev@spbu.ru



Работа на оборудовании выполняется согласно приложению №3 к приказу от 17.06.2011 №2167/1 (в ред. Приказа от 24.07.2013 №2699/1) "Порядок выполнения научно-исследовательских работ в центрах коллективного пользования-ресурсных центрах СПбГУ":

**Тип проекта:** Договор со сторонними организациями

**Исполнение договора со сторонними организациями:** 11485/3 от 08.09.2015

Планируемые сроки выполнения проекта в ресурсном центре:

Начало гггг.мм.дд:	04.04.2019	Окончание гггг.мм.дд:	04.05.2019
--------------------	------------	-----------------------	------------

*При опубликовании полученных результатов (в курсовых и дипломных работах, диссертациях, тезисах и статьях, монографиях, отчетах и т.п.) я и, представленные мною пользователи, обязуемся ссылаться на РЦ «РДМИ»: например, "Исследования проведены с использованием оборудования ресурсного центра Научного парка СПбГУ «Рентгенодифракционные методы исследования»/"Scientific research were performed at the «Centre for X-ray Diffraction Studies» of Research park of St.Petersburg State University".*

*После опубликования полученных результатов (в курсовых и дипломных работах, диссертациях, тезисах и статьях, монографиях, отчетах и т.п.) я и, представленные мною пользователи, обязуемся предоставить в РЦ «РДМИ» выходные данные опубликованных работ.*

*Предоставленные в заявке сведения, кроме контактной информации, могут быть использованы в РЦ «РДМИ» без предварительного уведомления. Руководитель работы обязуется обновлять предоставленные личные сведения при их изменении.*

*С Порядком выполнения научно-исследовательских работ в ресурсных центрах Научного парка СПбГУ и регламентом работы РЦ «РДМИ» ознакомлен и обязуюсь выполнять.*

*Руководитель работ несет персональную ответственность за все заявки на исследования, зарегистрированные от имени пользователей перечисленных в Приложении 1.*

Руководитель работы, выполняемой на оборудовании ресурсного центра СПбГУ  
«Рентгенодифракционные методы исследования»

Лушпеев Владимир Александрович \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

РАБОТА ЗАРЕГИСТРИРОВАНА  
Директор РЦ «РДМИ»

\_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ 201\_\_ г.

№ заявки: 103-11468 | Дата утверждения: 2019-04-01

**Заявка на проект в ресурсном центре «Рентгенодифракционные методы исследования»**

Ф.И.О.(руководителя проекта)	Лушпеев Владимир Александрович
Должность	Доцент
Факультет, кафедра	Институт наук о Земле,
Контактный телефон	
Электронная почта	v.lushpееv@spbu.ru

**Прошу зарегистрировать проект в ресурсном центре «Рентгенодифракционные методы исследования» и допущенных к нему пользователей:**

**Наименование проекта:**

Исследование коллекторских свойств керна с помощью поромера и дарсиметра в рамках ВКР ст. 4 курса НГД Полищук А. А.

**Цель проекта:**

Определить пористость и проницаемость керна пластов Сотчемьюского нефтяного месторождения для обоснования применения методов увеличения нефтеотдачи

**Краткое описание предполагаемых работ с указанием объемов:**

Определение пористости экстрагированных образцов керна на установке «Поромер» и проницаемости на установке «Дарсиметр». Образцы не токсичные. Диаметр 30 мм, подготовлены к исследованию

**Ожидаемые результаты:**